

Índice

1. Responsáveis pelo formulário

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

2. Auditores independentes

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores	4
2.3 - Outras informações relevantes	6

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras	7
3.2 - Medições não contábeis	8
3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras	10
3.4 - Política de destinação dos resultados	11
3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido	16
3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas	17
3.7 - Nível de endividamento	18
3.8 - Obrigações	19
3.9 - Outras informações relevantes	20

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco	21
4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado	37
4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes	41
4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores	58
4.5 - Processos sigilosos relevantes	60
4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto	61
4.7 - Outras contingências relevantes	65
4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados	66

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Política de gerenciamento de riscos	67
5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado	71
5.3 - Descrição dos controles internos	74
5.4 - Programa de Integridade	78
5.5 - Alterações significativas	82
5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	83

6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM	84
6.3 - Breve histórico	85
6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial	95
6.6 - Outras informações relevantes	96

7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas	97
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	104
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total	127
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades	128
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior	133
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades	134
7.8 - Políticas socioambientais	135
7.9 - Outras informações relevantes	136

8. Negócios extraordinários

8.1 - Negócios extraordinários	150
8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor	151
8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais	152

Índice

8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	153
9. Ativos relevantes	
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros	154
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados	164
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis	166
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades	227
9.2 - Outras informações relevantes	238
10. Comentários dos diretores	
10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais	239
10.2 - Resultado operacional e financeiro	273
10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras	299
10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor	301
10.5 - Políticas contábeis críticas	303
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras	306
10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras	307
10.8 - Plano de Negócios	308
10.9 - Outros fatores com influência relevante	310
11. Projeções	
11.1 - Projeções divulgadas e premissas	311
11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas	312
12. Assembleia e administração	
12.1 - Descrição da estrutura administrativa	313
12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais	321
12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração	326
12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem	328
12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal	329
12.7/8 - Composição dos comitês	336

Índice

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores	341
12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros	342
12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores	351
12.12 - Outras informações relevantes	352

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária	354
13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	358
13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	362
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária	365
13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	368
13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária	370
13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	371
13.8 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7 - Método de precificação do valor das ações e das opções	372
13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão	373
13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários	374
13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal	375
13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria	377
13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores	379
13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam	380
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	381
13.16 - Outras informações relevantes	383

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos	384
14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos	386

Índice

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados	387
14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos	388
14.5 - Outras informações relevantes	390
15. Controle e grupo econômico	
15.1 / 15.2 - Posição acionária	391
15.3 - Distribuição de capital	399
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	400
15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte	404
15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor	405
15.7 - Principais operações societárias	406
15.8 - Outras informações relevantes	411
16. Transações partes relacionadas	
16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas	412
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas	413
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	436
16.4 - Outras informações relevantes	438
17. Capital social	
17.1 - Informações sobre o capital social	439
17.2 - Aumentos do capital social	440
17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações	441
17.4 - Informações sobre reduções do capital social	442
17.5 - Outras informações relevantes	443
18. Valores mobiliários	
18.1 - Direitos das ações	444
18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública	445

Índice

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto	446
18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados	447
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	448
18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação	452
18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros	453
18.8 - Títulos emitidos no exterior	454
18.9 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor	455
18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios	456
18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros	457
18.12 - Outras informações relevantes	458
19. Planos de recompra/tesouraria	
19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor	474
19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria	475
19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria	476
20. Política de negociação	
20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários	477
20.2 - Outras informações relevantes	478
21. Política de divulgação	
21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações	480
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	481
21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações	483
21.4 - Outras informações relevantes	485

1.0 - Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Gustavo Estrella

Cargo do responsável

Diretor Presidente

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

YueHui Pan

Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

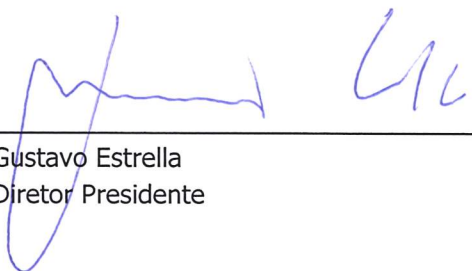
1. IDENTIFICAÇÃO DAS PESSOAS RESPONSÁVEIS PELO CONTEÚDO DO FORMULÁRIO

1.1 Declaração individual do Diretor Presidente devidamente assinada, atestando que (a) reviu as informações que foram atualizadas no formulário de referência após a data de sua posse, e (b) todas as informações que foram atualizadas no formulário na forma do item "a" acima atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19:

GUSTAVO ESTRELLA, brasileiro, casado, administrador, portador da cédula de identidade RG nº 8.806.922, expedido pela SSP/SP, inscrito no CPF/MF sob o nº 037.234.097-09, com escritório localizado na Rodovia Engenheiro Miguel Noel Nascentes Burnier, Km 2,5, Parque São Quirino, CEP 13088-140, Campinas, Estado de São Paulo, Brasil, na qualidade de Diretor Presidente da CPFL Energia S.A. ("Companhia") atesta que:

(a) reviu as informações que foram atualizadas no formulário de referência após a data de sua posse;
e

(b) todas as informações que foram atualizadas no formulário na forma do item "a" acima atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos artigos. 14 a 19.



Gustavo Estrella
Diretor Presidente

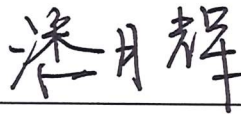
1. IDENTIFICAÇÃO DAS PESSOAS RESPONSÁVEIS PELO CONTEÚDO DO FORMULÁRIO

1.2 Declaração individual do Diretor de Relações com Investidores devidamente assinada, atestando que (a) reviu as informações que foram atualizadas no formulário de referência após a data de sua posse, e (b) todas as informações que foram atualizadas no formulário na forma do item "a" acima atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19:

YUEHUI PAN, chinês, casado, contador, portador da cédula de identidade RNE nº V739928-Q (CGPI/DIREX/DPF) e do passaporte nº PE1356759, inscrito no CPF/MF sob o nº 061.539.517-16, com escritório localizado na Rodovia Engenheiro Miguel Noel Nascentes Burnier, Km 2,5, Parque São Quirino, CEP 13088-140, Campinas, Estado de São Paulo, Brasil, na qualidade de Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia S.A. ("Companhia") atesta que:

(a) reviu as informações que foram atualizadas no formulário de referência após a data de sua posse;
e

(b) todas as informações que foram atualizadas no formulário na forma do item "a" acima atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos artigos. 14 a 19.



Yuehui Pan

Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

Possui auditor?	SIM
Código CVM	385-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes
CPF/CNPJ	49.928.567/0001-11
Período de prestação de serviço	12/03/2012 a 13/03/2017
Descrição do serviço contratado	Auditoria das Demonstrações Financeiras para os exercícios sociais findos em 31/12/2016, 31/12/2015, 31/12/2014, 31/12/2013 e 31/12/2012. Revisão especial das informações trimestrais dos exercícios de 2012 a 2016, revisão fiscal para os anos-calendário de 2012 a 2016 e procedimentos previamente acordados para asseguarção de cumprimento de covenants financeiros para os semestres de 2012 a 2016.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	A remuneração total faturada à Deloitte no exercício de 2016 foi de R\$ 6.911 mil, dos quais os valores de (i) R\$ 4.888 mil referem-se ao serviço de auditoria das demonstrações financeiras e revisão das informações intermediárias; (ii) R\$ 420 mil referem-se à revisão de Escrituração Contábil Fiscal (ECF); (iii) R\$ 1.071 mil referem-se a à auditoria das demonstrações contábeis regulatórias; (iv) R\$ 436 mil referem-se a procedimentos previamente acordados para asseguarção de cumprimento de covenants financeiros; (v) R\$ 40 mil referem-se a laudos contábeis; (vi) R\$ 19 mil referente à revisão e retificação de DIPJ de anos anteriores; (vii) R\$ 19 mil referem-se a à auditoria de contratos de Luz pra Todos; e (viii) R\$ 16 mil referem-se a procedimentos adicionais a pedido do acionista indireto Eletrobrás.
Justificativa da substituição	Em cumprimento ao Art. 31 da Instrução CVM 308/99, que determina o limite de prestação de serviços de auditoria independente em prazo não superior a cinco anos consecutivos, o Conselho de Administração da CPFL Energia, em reunião realizada em 14 de dezembro de 2016, aprovou a contratação da KPMG Auditores Independentes para a realização dos serviços de auditoria do Grupo CPFL para os exercícios de 2017 a 2021, dando sequência aos serviços efetuados pela Deloitte Auditores Independentes, que se encerram com o exercício de 2016.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Marcelo Magalhães Fernandes	12/03/2012 a 13/03/2017	110.931.498-17	Av. Dr. José Bonifácio Coutinho Nogueira, 150, 5º andar, Jardim Madalena, Campinas, SP, Brasil, CEP 13091-611, Telefone (019) 37073000, Fax (19) 37093001, e-mail: mfernandes@deloitte.com

Possui auditor?	SIM
Código CVM	418-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	KPMG Auditores Independentes
CPF/CNPJ	57.755.217/0001-29
Período de prestação de serviço	29/03/2017
Descrição do serviço contratado	Auditoria das Demonstrações Financeiras anuais societárias e revisão especial 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, 31/12/2020 e 31/12/2021.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	O montante total da remuneração dos auditores independentes foi de R\$ 4.198 mil referentes à auditoria societária, regulatória e de controles internos Sox para o exercício findo em 31/12/2017, e R\$ 2.508 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	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
MARCIO JOSÉ DOS SANTOS	29/03/2017	253.206.858-23	Av. Cel. Silva Telles, 977, 10º andar, Cambuí, Campinas, SP, Brasil, CEP 13024-001, Telefone (19) 31986708, Fax (19) 31986001, e-mail: marciosantos@kpmg.com.br

2.3 - Outras informações relevantes

2.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

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

A KPMG Auditores Independentes (KPMG) foi contratada pela CPFL Energia para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia. Em atendimento à Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, informamos que a KPMG prestou, em 2017, 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 2017, 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
Emissão de carta conforto de emissão de debêntures	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Asseguração de <i>covenants</i> financeiros	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Procedimentos previamente acordados - Projetos de P&D	18/08/2016	24 meses
Outros Procedimentos previamente acordados	03/08/2017	Inferior a 1 ano
Laudos contábeis para reestruturações societárias	01/09/2017	Inferior a 1 ano
Serviços de <i>compliance</i> tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Outros serviços de <i>compliance</i> tributário	27/05/2016 e 01/09/2017	16 e 12 meses
Procedimentos previamente acordados - Retificações tributárias de anos anteriores	01/08/2016	12 meses
Mapeamento de riscos tributários para reestruturações societárias	31/08/2016	12 meses
Auditoria de Relatório de Sustentabilidade de entidade controlada em conjunto (<i>joint venture</i>)	2017	12 meses
<i>Due Diligence</i>	23/02/2016	20 meses

Contratamos um total de R\$ 2.508 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 60% 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 2017 da Companhia e suas controladas.

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

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

3.1 - Informações Financeiras - Consolidado

(Reais)	Exercício social (31/12/2017)	Exercício social (31/12/2016)	Exercício social (31/12/2015)
Patrimônio Líquido	11.186.344.000,00	10.372.668.000,00	10.130.138.000,00
Ativo Total	41.282.912.000,00	42.170.992.000,00	40.532.471.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	26.744.905.000,00	19.112.089.000,00	20.599.212.000,00
Resultado Bruto	3.021.834.000,00	2.522.608.000,00	2.645.433.000,00
Resultado Líquido	1.243.042.000,00	879.057.000,00	875.277.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	1.017.914.746	1.017.914.746	993.014.215
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	10,989470	10,190115	10,201403
Resultado Básico por Ação	1,158987	0,885030	0,849718
Resultado Diluído por Ação	1,15	0,87	0,83

3.2 - Medições não contábeis

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

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

a) informar o valor das medições não contábeis

Os montantes de EBITDA (LAJIDA), observando os preceitos da Instrução CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012 ("Instrução CVM 527/12"), foram R\$ 4.863.856, R\$ 4.125.766 e R\$ 4.143.356 em 2017, 2016 e 2015, respectivamente.

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

CONSOLIDADO	2017	2016	2015 (*)
Lucro líquido contábil	1.243.042	879.057	875.277
Impostos sobre o lucro	603.629	501.490	579.177
Resultado financeiro	1.487.554	1.453.474	1.407.863
Depreciação e amortização	1.529.052	1.291.166	1.279.903
Amortização de mais valia de ativos	579	579	1.136
EBITDA	4.863.856	4.125.766	4.143.356

(*) Contempla os efeitos da nota explicativa 2.8 de nossas demonstrações financeiras anuais de 31 de dezembro de 2016.

CONSOLIDADO	2017	2016	2015
Empréstimos, financiamentos e encargos	10.992.057	13.044.041	14.662.788
Debêntures e encargos	9.176.526	8.999.946	7.070.430
Derivativos	(553.124)	(686.336)	(2.244.567)
Endividamento bruto	19.615.459	21.357.651	19.488.650
Caixa e Equivalentes de Caixa	3.249.642	6.164.997	5.682.802
Endividamento líquido	16.365.817	15.192.654	13.805.848

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

O EBITDA é calculado utilizando-se o lucro antes de juros (resultado financeiro), do imposto de renda e contribuição social, e da depreciação e amortização. O EBITDA fornece uma medida gerencial útil do desempenho das empresas do grupo CPFL Energia e a definição de EBITDA utilizada pela Companhia pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras empresas. Ressalta-se que o EBITDA não é uma medida estabelecida de acordo com as normas contábeis internacionais (IFRS) e está sendo apresentado de acordo com a Instrução CVM 527/12.

3.2 - Medições não contábeis

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

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

3.3 - 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.

Os eventos subsequentes são referentes às últimas demonstrações financeiras consolidadas do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, sendo 12 de março de 2018 a data de autorização de emissão destas demonstrações.

A estimativa do efeito financeiros dos eventos descritos abaixo não puderam ser estimados, uma vez que não obstante tenham sido eventos subsequentes significativos, não originaram ajustes nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Emissão de debêntures

Em janeiro de 2018 foram emitidas, pelas controladas, debêntures simples não conversíveis em ações, com as seguintes condições e detalhes:

Empresa	Emissão	Quantidade emitida	Montante R\$ (mil)	Vencimento	Pagamento de juros	Destinação dos recursos
CPFL Paulista	9ª Emissão – Série Única	1.380.000	1.380.000	Jan/2021	Semestral	Reforço de Capital de Giro
CPFL Piratininga	9ª Emissão – Série Única	215.000	215.000	Jan/2021	Semestral	Reforço de Capital de Giro
RGE	9ª Emissão – Série Única	220.000	220.000	Jan/2021	Semestral	Reforço de Capital de Giro
CPFL Santa Cruz	2ª Emissão – Série Única	190.000	190.000	Jan/2021	Semestral	Reforço de Capital de Giro
CPFL Geração	10ª Emissão – Série Única	190.000	190.000	Dez/2018	Semestral	Reforço de Capital de Giro
CPFL Brasil	4ª Emissão – Série Única	115.000	115.000	Jan/2019	Semestral	Reforço de Capital de Giro
RGE Sul	6ª Emissão – Série Única	520.000 (*)	300.000	Dez/2020	Semestral	Reforço de Capital de Giro
			<u>2.610.000</u>			

(*) As debêntures foram emitidas em dezembro de 2017, sendo que os recursos foram parcialmente liberados (R\$ 220.000 em dezembro de 2017 e R\$ 300.000 em janeiro de 2018).

3.4 - Política de destinação dos resultados

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

	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
a) Regras sobre retenção de lucros	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c) constituição de Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão, mensalmente ou em outra periodicidade definida pela Companhia, com o ganho ou perda correspondente à variação da expectativa de fluxo de caixa do Ativo Financeiro da Concessão de sociedades controladas, reconhecido na Companhia através de equivalência patrimonial e contabilizado no resultado do período, líquido dos efeitos tributários. O valor a ser destinado para a constituição dessa reserva será limitado ao saldo da conta "Lucro ou Prejuízo Acumulado", após a eventual constituição das Reservas para Contingências, de Incentivos Fiscais e de Lucros a Realizar:</p> <p>(c.i) a realização da Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão ocorrerá ao final do período de concessão das sociedades controladas, quando do pagamento da indenização pelo Poder Concedente, bem como pela baixa do Ativo</p>	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c) constituição de Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão, mensalmente ou em outra periodicidade definida pela Companhia, com o ganho ou perda correspondente à variação da expectativa de fluxo de caixa do Ativo Financeiro da Concessão de sociedades controladas, reconhecido na Companhia através de equivalência patrimonial e contabilizado no resultado do período, líquido dos efeitos tributários. O valor a ser destinado para a constituição dessa reserva será limitado ao saldo da conta "Lucro ou Prejuízo Acumulado", após a eventual constituição das Reservas para Contingências, de Incentivos Fiscais e de Lucros a Realizar:</p> <p>(c.i) a realização da Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão ocorrerá ao final do período de concessão das sociedades controladas, quando do pagamento da indenização pelo Poder Concedente, bem como pela baixa do Ativo</p>	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c) constituição de Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão, mensalmente ou em outra periodicidade definida pela Companhia, com o ganho ou perda correspondente à variação da expectativa de fluxo de caixa do Ativo Financeiro da Concessão de sociedades controladas, reconhecido na Companhia através de equivalência patrimonial e contabilizado no resultado do período, líquido dos efeitos tributários. O valor a ser destinado para a constituição dessa reserva será limitado ao saldo da conta "Lucro ou Prejuízo Acumulado", após a eventual constituição das Reservas para Contingências, de Incentivos Fiscais e de Lucros a Realizar:</p> <p>(c.i) a realização da Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão ocorrerá ao final do período de concessão das sociedades controladas, quando do pagamento da indenização pelo Poder Concedente, bem como pela baixa do Ativo</p>

3.4 - Política de destinação dos resultados

	<p>Financeiro da Concessão decorrente de alienação ou reestruturação societária, e resultará na reversão dos respectivos valores para "Lucros ou Prejuízos Acumulados".</p> <p>(c.ii) o saldo da Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão não poderá exceder o saldo do Ativo Financeiro da Concessão registrado nas Demonstrações Financeiras consolidadas da Companhia;</p> <p>d) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente, sendo a reserva de ajustes do ativo da concessão e a reserva legal, nesta ordem, as últimas a serem absorvidas.</p> <p>Em 2017, amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/1976, a Companhia constituiu Reserva Estatutária – Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão com a finalidade de adequar o fluxo de caixa proveniente do recebimento da indenização, pelo Poder Concedente, ao final do</p>	<p>Financeiro da Concessão decorrente de alienação ou reestruturação societária, e resultará na reversão dos respectivos valores para "Lucros ou Prejuízos Acumulados".</p> <p>(c.ii) o saldo da Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão não poderá exceder o saldo do Ativo Financeiro da Concessão registrado nas Demonstrações Financeiras consolidadas da Companhia;</p> <p>d) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente, sendo a reserva de ajustes do ativo da concessão e a reserva legal, nesta ordem, as últimas a serem absorvidas.</p> <p>Em 2016, amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/1976, a Companhia constituiu Reserva Estatutária – Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão com a finalidade de adequar o fluxo de caixa proveniente do recebimento da indenização, pelo Poder Concedente, ao final do</p>	<p>Financeiro da Concessão decorrente de alienação ou reestruturação societária, e resultará na reversão dos respectivos valores para "Lucros ou Prejuízos Acumulados".</p> <p>(c.ii) o saldo da Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão não poderá exceder o saldo do Ativo Financeiro da Concessão registrado nas Demonstrações Financeiras consolidadas da Companhia;</p> <p>d) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente, sendo a reserva de ajustes do ativo da concessão e a reserva legal, nesta ordem, as últimas a serem absorvidas.</p> <p>Em 2015, amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/1976, a Companhia constituiu Reserva Estatutária – Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão com a finalidade de adequar o fluxo de caixa proveniente do recebimento da indenização, pelo Poder Concedente, ao final do</p>
--	---	---	---

3.4 - Política de destinação dos resultados

	<p>prazo de concessão das distribuidoras controladas pela CPFL Energia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros.</p> <p>Em 2017, amparada na Lei nº 6.404/1976, e considerando o atual cenário econômico adverso e as incertezas quanto às projeções de mercado das distribuidoras, a Companhia constituiu a Reserva Estatutária – reforço de capital de giro.</p>	<p>prazo de concessão das distribuidoras controladas pela CPFL Energia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros.</p> <p>Em 2016, amparada na Lei nº 6.404/1976, e considerando o atual cenário econômico adverso e as incertezas quanto às projeções de mercado das distribuidoras, a Companhia constituiu a Reserva Estatutária – reforço de capital de giro.</p>	<p>prazo de concessão das distribuidoras controladas pela CPFL Energia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros.</p> <p>Em 2015, amparada na Lei nº 6.404/1976, e considerando (i) o atual cenário econômico adverso, (ii) a falta de previsibilidade da situação hidrológica e, (iii) as incertezas quanto às projeções de mercado das distribuidoras devido a campanhas de eficiência energética e aumentos extraordinários de tarifas, a Companhia constituiu a Reserva Estatutária – reforço de capital de giro.</p>
a.i) Valores das Retenções de Lucros	<p>Reserva estatutária – ajustes do ativo financeiro da concessão: R\$ 123.672.514,04, saldo final de R\$ 826.600.358,43 (a AGE de 27/04/2018 extinguiu do estatuto social essa reserva estatutária e seu saldo foi revertido para conta de lucros acumulados).</p> <p>Reserva estatutária – reforço de capital de giro: R\$ 746.540.546,94.</p> <p>Reserva legal: R\$ 58.987.520,24.</p>	<p>Reserva estatutária – ajustes do ativo financeiro da concessão: R\$ 117.477.689,34, saldo final de R\$ 702.927.844,39.</p> <p>Reserva estatutária – reforço de capital de giro: R\$ 545.505.393,58.</p> <p>Reserva legal: R\$45.044.237,53.</p>	<p>Reserva estatutária – ajustes do ativo financeiro da concessão: R\$255.013.350,68, saldo final de R\$ 585.450.155,05.</p> <p>Reserva estatutária – reforço de capital de giro: R\$392.972.219,68;</p> <p>Reserva legal: R\$43.247.018,21.</p>
a.ii) Percentuais em relação aos lucros totais declarados	76,83%	76,15%	77,09%
b) Regras sobre distribuição de dividendos	<p>O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de, no mínimo, 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.</p> <p>Em 2015, a companhia constituiu reserva de retenção para reforço do capital de giro no montante de R\$ 392.972.219,68, que foi totalmente capitalizada, por meio da emissão de 30.739.955 ações, conforme aprovação na AGE de 29 de abril de 2016.</p> <p>De acordo com as práticas contábeis internacionais, CPC 24 e ICPC 08, apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado. Já o dividendo declarado ainda</p>		

3.4 - Política de destinação dos resultados

	<p>não aprovado, só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações financeiras após aprovação pelo órgão competente. Desta forma, quando aplicável, dividendos adicionais propostos serão mantidos no patrimônio líquido, em conta denominada "Dividendo", em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das referidas demonstrações financeiras.</p> <p>As regras sobre a distribuição de dividendos apresentadas referem-se aos três exercícios sociais.</p>
<p>c) Periodicidade das distribuições de dividendos</p>	<p>O Estatuto Social da Companhia estabelece que o dividendo obrigatório poderá ser pago antecipadamente, no curso do exercício e até a Assembleia Geral Ordinária que deliberar sobre o respectivo montante. O valor do dividendo antecipado será compensado com o do dividendo obrigatório do exercício. A Assembleia Geral determinará o pagamento do saldo do dividendo obrigatório, se houver, bem como a reversão àquela reserva do valor pago antecipadamente.</p> <p>Ressaltamos que cabe ao nosso Conselho de Administração a prerrogativa de declarar dividendos intermediários à conta de lucros apurados no balanço semestral ou, observadas as disposições legais, apurado em períodos menores que o semestre, ou, ainda, à conta de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. O Conselho de Administração poderá, também, declarar juros sobre o capital próprio e imputá-los ao pagamento do dividendo mínimo obrigatório.</p> <p>Os dividendos, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral, devem ser pagos no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, contado a partir da data da deliberação de sua distribuição e, em qualquer caso, dentro do exercício social.</p> <p>A periodicidade das distribuições de dividendos apresentada refere-se aos três exercícios sociais.</p>
<p>d) Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais</p>	<p>A Companhia e suas controladas estão sujeitas a restrições de distribuição de dividendos em função de alguns empréstimos, mais especificamente empréstimos obtidos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social - BNDES. Existem três situações que merecem destaque: (i) regra geral; (ii) controladas em conjunto pela CPFL Geração e (iii) Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA").</p> <p>A regra geral versa que as empresas podem distribuir dividendos se atendidas (i) integralmente as obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (ii) à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente. Exemplos destes parâmetros podem ser: endividamento financeiro líquido dividido pelo EBITDA e endividamento financeiro líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o patrimônio líquido, entre outros.</p> <p>No caso da controlada e dos empreendimentos controlados em conjunto pela CPFL Geração, os empréstimos captados junto ao BNDES pela controlada CERAN e pelos empreendimentos controlados em conjunto BAESA e Foz do Chapecó determinam restrições ao pagamento de dividendos a seus acionistas acima de parâmetros pré-estabelecidos sem a prévia anuência destas instituições.</p> <p>Para o empréstimo do empreendimento controlado em conjunto pela CPFL Geração, EPASA, junto ao BNDES – modalidade FINEM – há cláusula restritiva quanto ao índice de cobertura do serviço da dívida em 1,1 vezes. Em caso de descumprimento, fica proibida a distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório até que o índice seja restabelecido.</p> <p>As restrições à distribuição de dividendos apresentadas referem-se aos três exercícios sociais.</p>
<p>e) Se o emissor possui uma</p>	<p>Desde março de 2018, não há uma política específica de distribuição de dividendos. Os dividendos são distribuídos considerando as regras previstas em lei, respeitando o Estatuto Social da Companhia.</p>

3.4 - Política de destinação dos resultados

<p>política de destinação de resultados formalmente aprovada, informando órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado</p>	
--	--

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido

(Reais)	Exercício social 31/12/2017	Exercício social 31/12/2016	Exercício social 31/12/2015
Lucro líquido ajustado	1.209.391.302,36	929.807.320,45	896.655.925,09
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)	23,167913	23,852038	22,909940
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)	11,112140	8,474744	8,640331
Dividendo distribuído total	280.190.721,14	221.778.000,00	205.423.336,52
Lucro líquido retido	929.200.581,22	708.027.320,45	691.232.588,57
Data da aprovação da retenção	27/04/2018	28/04/2017	29/04/2016

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
Dividendo Obrigatório						
Ordinária	280.190.721,14		213.960.128,27	20/01/2017	205.423.336,52	01/07/2016
Outros						
Ordinária			7.817.871,73	20/01/2017		

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

	2017	2016	2015
De resultado de exercícios anteriores retidos	- 0 -	- 0 -	- 0 -
De reservas constituídas:			
Realização de resultado abrangente	25.873.383,29	25.778.276,43	26.118.958,96
Reversão de retenção de lucros para investimento	- 0 -	- 0 -	- 0 -
Capitalização de retenção de lucros para reforço de capital de giro	- 0 -	- 0 -	392.972.219,68
Realização de reserva de capital para aumento de capital em controladas	- 0 -	- 0 -	- 0 -

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
31/12/2017	30.096.568.000,00	Índice de Endividamento	2,69047400	

3.8 - Obrigações

Exercício social (31/12/2017)							
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
Títulos de dívida	Garantia Real		109.468.000,00	218.936.000,00	218.936.000,00	269.807.000,00	817.147.000,00
Empréstimo	Garantia Real		194.600.000,00	164.100.000,00	26.300.000,00	18.100.000,00	403.100.000,00
Financiamento	Garantia Real		622.839.000,00	1.133.118.000,00	885.455.000,00	1.740.797.000,00	4.382.209.000,00
Financiamento	Quirografárias		93.027.000,00	88.135.000,00	55.921.000,00	105.121.000,00	342.204.000,00
Títulos de dívida	Quirografárias		1.594.485.000,00	4.329.030.000,00	1.725.655.000,00	710.208.000,00	8.359.378.000,00
Empréstimo	Quirografárias		2.736.688.000,00	3.058.644.000,00	69.138.000,00	76.000,00	5.864.546.000,00
Total			5.351.107.000,00	8.991.963.000,00	2.981.405.000,00	2.844.109.000,00	20.168.584.000,00

Observação

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

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

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

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

3.9 - Outras informações relevantes

3.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Informações complementares ao item 3.8

- (i) Financiamentos com garantia quirografárias, referem-se essencialmente aos montantes apresentados como Empréstimos – Linhas de crédito – FINAME e BNB, na nota explicativa nº 14 das Demonstrações Financeiras da Companhia;
- (ii) Financiamentos com garantia real, referem-se essencialmente aos montantes apresentados como Empréstimos – Linhas de crédito FINEM e FINEP, e custos com captação, na nota explicativa nº 14 das Demonstrações Financeiras da Companhia;
- (iii) Empréstimos com garantia quirografária, referem-se aos demais contratos de empréstimos em moeda nacional e estrangeira, bem como os valores de marcação a mercado e custos com captação, apresentados na nota explicativa nº 14 das Demonstrações Financeiras da Companhia;
- (iv) Título de dívidas com garantias real e quirografária, referem-se essencialmente aos montantes apresentados como Debêntures na nota explicativa nº 15 das Demonstrações Financeiras da Companhia;

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:

a. ao emissor;

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

Regularmente analisamos oportunidades para adquirir outras empresas dedicadas às atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, tal como quando adquirimos a RGE Sul, em outubro de 2016, ou realizar investimentos sem direito a controle em empresas do setor. Se adquirirmos outras empresas de energia elétrica, isso poderá aumentar a nossa alavancagem ou reduzir o nosso lucro. Além disso, podemos não ser capazes de integrar as atividades das empresas adquiridas visando obter economias de escala e ganhos de eficiência esperados, que sempre norteiam essas aquisições. O insucesso de quaisquer destas medidas pode afetar de maneira adversa a nossa situação financeira e o resultado de nossas operações.

Nosso negócio 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 da tecnologia da informação para controle das operações de energia e comercial, 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 estão evoluindo constantemente, podem ser difíceis de serem detectadas rapidamente, e frequentemente não são reconhecidas até serem lançados 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.

Embora tenhamos desenvolvido sistemas e processos projetados para proteger nossos dados, os dados de nossos clientes e fornecedores e para prevenir perdas de dados e outras violações de segurança, e planejamos continuar a dispender recursos adicionais significativos para aprimorar as referidas proteções, essas medidas de segurança não podem fornecer segurança absoluta. A nossa tecnologia da informação e infraestrutura podem ser vulneráveis a ciberataques ou violações de segurança, assim terceiros poderão acessar os dados pessoais ou exclusivos de nossos clientes, fornecedores e empregados que estiverem armazenados ou acessíveis através desses sistemas. Nossas medidas de segurança podem também ser violadas por falha humana, atos ilícitos, erros ou vulnerabilidades de sistema, ou outras irregularidades. Qualquer violação, efetiva ou percebida, pode interromper nossas operações, resultar na indisponibilidade de nossos sistemas ou serviços, na divulgação imprópria de dados, prejudicar de maneira relevante a nossa reputação e marca, resultar em uma exposição jurídica e financeira relevante, levar à perda de confiança do cliente ou queda no uso de nossos produtos e serviços, com impacto adverso sobre nosso negócio e resultados operacionais. Ademais, quaisquer violações da segurança da rede ou de dados de nossos clientes ou fornecedores, incluindo o data center, pode ter efeitos negativos semelhantes. As vulnerabilidades ou violações de dados, reais ou percebidas, pode dar origem a ações contra a sociedade.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Nós também planejamos dispender recursos adicionais relevantes na proteção contra violações de segurança ou privacidade, que poderão ser necessários para tratar dos problemas causados pelas violações. Adicionalmente, embora mantenhamos apólices de seguros, nós não mantemos seguros específicos para ciberataques e nossas atuais apólices podem não ser adequadas para nos ressarcir pelas perdas causadas por quaisquer violações de segurança, e podemos não conseguir um reembolso integral, ou qualquer reembolso, nos termos dessas 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.

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., ou State Grid, concluiu a aquisição de ações ordinárias representativas de 54,6% de nosso capital com direito a voto, por meio da qual adquiriu o poder de controle da nossa Companhia. A State Grid Brazil Power Participações S.A. é uma subsidiária indireta da State Grid Corporation of China, uma empresa estatal da República Popular da China. Em novembro de 2017, a State Grid fez uma oferta pública para aquisição de nossas ações. Após o encerramento da referida oferta em 5 de dezembro 2017, a State Grid, juntamente com a ESC Energia S.A., detinha 964.612.351 de nossas ações ordinárias, equivalentes a aproximadamente 94,75% do nosso capital acionário total. A State Grid anunciou a sua intenção de (i) cancelar nosso registro de companhia aberta da Classe A na CVM, (ii) cancelar o registro da sociedade na seção Novo Mercado da B3; (iii) cancelar o registro de nossas ADSs da Bolsa de Valores de New York (New York Stock Exchange) ou NYSE e rescindir o contrato de depósito de nossas ADSs, e (iv) encerrar o registro perante o U.S. Securities and Exchange Commission, ou SEC.

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

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

c. a seus acionistas e detentores de ADSs;

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

O valor de mercado dos valores mobiliários das emissoras brasileiras é afetado pela economia e condições de mercado de outros países, inclusive dos Estados Unidos, da União Europeia, e de países de economia emergente. A crise financeira global que começou em 2008 levou a consequências significativas, incluindo volatilidade do mercado de ações e de crédito, indisponibilidade de crédito, altas taxas de juros, desaceleração da economia de uma forma geral, taxas de câmbio voláteis e pressões inflacionárias. Embora os Estados Unidos tenham apresentado crescimento do PIB de 2,3% em 2017, a recuperação mundial dessa crise tem sido mais lenta do que o esperado nos últimos anos, com resultados das maiores economias emergentes da China, Brasil e Índia mais baixos do que os esperados. A União Europeia também continua a apresentar baixo crescimento do PIB. Ainda que as condições econômicas em outros países variem significativamente em relação às condições econômicas no Brasil, a reação do investidor frente ao desenvolvimento desses países pode ter um efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários das emissoras brasileiras. As crises nos Estados Unidos, na

4.1 - Descrição dos fatores de risco

União Europeia, na China ou nos países de economia emergente podem reduzir o interesse do investidor em valores mobiliários emitidos no Brasil, inclusive em relação aos nossos. Isto poderia afetar adversamente o preço de negociação das ADSs ou das nossas ações ordinárias, bem como dificultar ainda mais o nosso acesso ao mercado de capitais e o financiamento das nossas operações no futuro, em termos aceitáveis ou de qualquer modo.

Nossa controladora poderá cancelar o registro de nossas ADSs no NYSE, o que poderia limitar a liquidez das ADSs e impactar de forma adversa o nosso negócio e acesso futuro a capital.

Em novembro de 2017, a State Grid fez uma oferta pública de aquisição de nossas ações. Após o encerramento da referida oferta em 5 de dezembro 2017, a State Grid, juntamente com a ESC Energia S.A., detinha 964.521.902 de nossas ações ordinárias, equivalentes a aproximadamente 94,75% do nosso capital acionário total. A State Grid anunciou a sua intenção de (i) cancelar nosso registro como uma companhia aberta da Categoria A na CVM, (ii) cancelar o registro da sociedade na seção Novo Mercado da B3; (iii) cancelar o registro de nossas ADSs da Bolsa de Valores da NYSE e rescindir o contrato de depósito de nossas ADSs, e (iv) encerrar o registro perante a SEC.

O cancelamento do registro no NYSE poderia ter um efeito adverso em nosso negócio, incluindo nossa capacidade de acesso a capital futuro e na negociação das ADSs. Na ocorrência do cancelamento do registro das ADSs, estas poderão ser negociadas no mercado de balcão, tal como no Bulletin Board OTC ou nas "pink sheets". O mercado de balcão é normalmente considerado menos eficiente, o que poderia diminuir o interesse dos investidores nas ADSs, assim como poderia causar um impacto significativo no preço e liquidez das ADSs. Qualquer cancelamento de registro pode também afetar adversamente a negociação das ADSs pelos detentores das ADSs, ou impedi-los de liquidar seus ativos. O cancelamento do registro pode também aumentar a nossa dificuldade na emissão de valores mobiliários adicionais ou de garantia de financiamento adicional, especialmente nos Estados Unidos. Ademais, um cancelamento de registro iria reduzir substancialmente ou efetivamente encerrar a negociação de nossos títulos nos Estados Unidos.

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

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

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

Na qualidade de detentor de ADSs, V.Sa. se beneficia do registro eletrônico feito pelo custodiante no Sistema de Informações do Banco Central do Brasil, ou SISBACEN, para as nossas ações ordinárias subjacentes às ADSs no Brasil e que permite ao custodiante remeter recursos ao exterior relacionados a dividendos e demais distribuições referentes às ações ordinárias. Caso V.Sa. decida não mais investir nas ADSs, mas investir diretamente em nossas ações ordinárias, o seu registro no SISBACEN deverá ser atualizado, inclusive mediante a realização de operações simultâneas de câmbio (sem a efetiva remessa de numerário) a fim de novamente permitir o recebimento de recursos ao exterior relacionados às distribuições relativas às ações ordinárias e/ou mesmo à alienação de tais ações ordinárias. Antes de realizar essas operações de câmbio e atualizar o registro no SISBACEN, V.Sa. não poderá receber no exterior quaisquer recursos relacionados às ações ordinárias. Eventual ganho de capital na alienação de ações ordinárias pode ficar sujeito a regime fiscal menos favorável em relação aos ADSs. Para efetivar a atualização do registro no SISBACEN acima descrito, bem como realizar as operações de câmbio simultâneas, V.Sa. poderá incorrer em despesas ou sofrer atrasos no processo de atualização, o que

4.1 - Descrição dos fatores de risco

poderia atrasar o recebimento, por V.Sa., de dividendos ou distribuições relativas às nossas ações ordinárias ou o retorno do seu capital em tempo hábil.

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

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

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

Investir em valores mobiliários negociados em mercados emergentes, como o Brasil, envolve normalmente um risco maior do que investir em valores mobiliários emitidos nos Estados Unidos. Geralmente, em sua natureza, tais investimentos são considerados mais especulativos. O mercado brasileiro de valores mobiliários é substancialmente menor, tem menos liquidez, maior concentração e pode ser mais volátil do que os principais mercados de valores mobiliários nos Estados Unidos. Consequentemente, embora V.Sa. tenha o direito de recesso, a qualquer tempo, no que se refere às ações ordinárias que lastreiam as ADSs do depositário, a sua capacidade de vender as ações ordinárias que lastreiam as ADSs por um preço e no tempo em que desejar fazê-lo pode ser bastante limitada. Há também uma concentração significativamente maior no mercado de valores mobiliários brasileiro do que nos principais mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos. Em 31 de dezembro de 2017, as dez maiores empresas em capitalização no mercado representaram 52,5% da capitalização total do mercado da B3. S.A. Brasil, Bolsa e Balcão ou B3 (anteriormente conhecido como BM&FBOVESPA. As dez melhores ações, em termos de volume de negociações, representaram 32,1%, 42,8% e 39,3% de todas as ações negociadas na B3, em 2017, 2016 e 2015, respectivamente.

d. a suas controladas e coligadas;

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

A ANEEL dispõe de ampla discricionariedade para determinar as tarifas cobradas por nossas distribuidoras aos nossos consumidores. Nossas tarifas são determinadas de acordo com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro e em conformidade com os regulamentos e decisões da ANEEL.

Nossos contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo que admite três tipos de reajustes tarifários: (i) reajuste tarifário anual, ou RTA; (ii) revisão tarifária periódica, ou RTP e (iii) revisão tarifária extraordinária, ou RTE. Temos o direito de requerer, a cada ano, o reajuste anual, que é destinado a compensar certos efeitos da inflação sobre as tarifas e repassar aos consumidores certas alterações da nossa estrutura de custos que estão fora do nosso controle, tais como o custo da energia elétrica que compramos e certos encargos regulatórios, incluindo encargos do uso da rede de transmissão e distribuição. Ademais, a ANEEL costuma realizar a revisão tarifária periódica a cada quatro

4.1 - Descrição dos fatores de risco

ou cinco anos (nos termos de cada contrato de concessão). Essa revisão periódica tem por objetivo compartilhar quaisquer ganhos correlatos com nossos consumidores e incentivar as concessionárias a atingirem melhores níveis de eficiência. Dessa forma, ela visa identificar a variação dos nossos custos, bem como determinar um fator de redução baseado em nossa eficiência operacional que será aplicado em comparação com o índice dos nossos reajustes tarifários anuais correntes. As revisões extraordinárias das nossas tarifas podem ser realizadas a qualquer tempo, ou podem ser por nós pleiteadas. As revisões extraordinárias podem tanto afetar negativamente os nossos resultados operacionais ou posição financeira, quanto compensar custos imprevisíveis (tais como tributos que afetem significativamente a nossa estrutura de custo). Outrora, todas as revisões das metodologias eram abordadas em ciclos estabelecidos, tais como as ocorridas em 2008-2010 e 2010-2014. Entretanto, 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 CPFL Paulista e RGE Sul serão realizadas em abril de 2018 e as da RGE em junho de 2018.

Não podemos prever se a ANEEL estabelecerá tarifas que nos beneficiem.

Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão e autorizações o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações.

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

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

O governo brasileiro pode, ainda, extinguir qualquer das nossas concessões ou autorizações por meio de desapropriação, caso entenda haver motivos de interesse público.

Atualmente, estamos cumprindo todas as condições relevantes dos nossos contratos de concessão e autorizações e cada uma de nossas usinas de energia possui as permissões legais concedidas pelas autoridades competentes. No entanto, não podemos garantir ao investidor que não seremos penalizados pela ANEEL por descumprimentos dos nossos contratos de concessão ou autorizações, ou que nossas concessões ou autorizações não serão revogadas no futuro. A indenização a que temos direito na ocorrência de eventual rescisão ou revogação antecipada das nossas concessões ou autorizações pode não ser suficiente para recuperarmos o valor integral de certos ativos. Além disso, caso qualquer dos nossos contratos de concessão ou autorizações seja rescindido por razões que nos sejam imputáveis, o valor efetivo de indenização pelo poder concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou de outras penalidades. Por conseguinte, caso nos sejam impostas multas ou penalidades, ou caso ocorra a revogação de qualquer das nossas concessões ou autorizações, a nossa situação financeira e os nossos resultados operacionais poderão sofrer um efeito adverso relevante.

As concessões de distribuição detidas pelas nossas antigas subsidiárias CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista (atualmente incorporada pela CPFL Santa Cruz) foram outorgadas originalmente em 1999, para um período de 16 anos, tendo esse período sido

4.1 - Descrição dos fatores de risco

recentemente prorrogado até julho de 2045. As referidas prorrogações foram concedidas já sob as novas leis e regulamentações que tratam das concessões de distribuição, em particular o Decreto Nº 7.805/12, a Lei N. 12.783/13 e o Decreto Nº. 8.461/15, estando sujeitas, portanto, às novas metas e aos novos padrões estabelecidos pelas autoridades brasileiras. Essas novas metas e normas estão inclusas nos aditamentos aos contratos de concessão. Ainda não há precedente que nos permita avaliar como as autoridades brasileiras agirão sob essas novas leis e regulamentações, que incluem certas variáveis que estão fora do nosso controle e que podem afetar a nossa capacidade de atingir integralmente essas metas. Caso nós não consigamos alcançar essas metas, as nossas concessões de distribuição e, portanto, as nossas receitas poderiam ser afetadas de forma relevante, bem como afetar de maneira adversa nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, um distribuidor de energia elétrica está obrigado a contratar antecipadamente, por meio de licitações públicas, 100% da energia elétrica que foi prevista para as suas respectivas áreas de concessão e está autorizado a repassar até 105% do custo desta energia aos consumidores. As previsões acima ou abaixo da demanda podem gerar impactos adversos. Caso a nossa previsão de demanda seja insuficiente e compremos 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, poderemos ser forçados a acessar o mercado *spot* para comprar energia adicional a preços substancialmente maiores do que aqueles previstos em contratos de longo prazo. Poderemos ser impedidos de repassar esses custos adicionais integralmente aos consumidores, além de estarmos sujeitos a penalidades nos termos da regulamentação aplicável. Por outro lado, caso a nossa previsão de demanda seja superior e compremos energia elétrica em quantidade maior do que as nossas necessidades (por exemplo, se uma parcela significativa dos nossos Consumidores Livres Potenciais migrar e passar a comprar energia no Mercado Livre), podemos ser obrigados a vender o excedente a preços substancialmente menores do que aqueles nos termos de nossas concessões. Em todo caso, se ocorrerem diferenças significativas entre a nossa demanda estimada e efetiva de energia elétrica, o resultado das nossas operações poderá ser adversamente afetado, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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

Em 2 de agosto de 2012, o Ministério de Minas e Energia - MME promulgou a Portaria nº 455, que proibiu o ajuste do volume de energia *ex post* a partir de 1º de junho de 2014, e que passou a exigir das partes que atuam no Mercado Livre (que não sejam Distribuidores) o registro *ex ante*, junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE, do volume de consumo esperado, exceto nos casos em que as partes tiverem especificado que o contrato em questão está vinculado ao volume de consumo efetivo. Entretanto, a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia, ou ABRACEEL, obteve uma liminar impedindo a implementação da norma que exige o registro prévio do volume de energia nos termos da Portaria nº 455/2012. Como consequência, a aplicação da Portaria nº 455/2012 foi suspensa para todos os participantes da CCEE (Geradores, Operadores e Consumidores Livres), uma vez que ela não pode ser aplicada a apenas um grupo específico de participantes. Ademais, em 9 de janeiro de 2018, um tribunal federal declarou a nulidade da Portaria No. 455/2012, sob o fundamento de que o MME não possui autoridade para emitir um regulamento relativo à comercialização de energia elétrica. No entanto, a referida decisão deve ainda ser apreciada por um tribunal recursal, em vista da exigência de revisão de todos os casos envolvendo o governo brasileiro. Na hipótese de reforma da decisão, e caso as nossas projeções de volume de energia estejam incorretas de forma que compremos mais ou menos energia do que necessário no Mercado Livre, nós não seremos capazes de ajustar a nossa exposição com relação ao volume de energia adquirido.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

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

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

Se vivenciarmos esses ou outros problemas, poderemos não ser capazes de gerar e distribuir energia elétrica em quantidades compatíveis com as nossas projeções, o que pode vir a afetar de maneira adversa a nossa situação financeira e os nossos resultados operacionais, bem como afetar de maneira adversa nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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

Planejamos investir aproximadamente R\$ 455 milhões em nossas atividades de Geração (R\$393 milhões em atividades de Geração Renovável e R\$ 62 milhões em atividades de geração convencional), R\$ 9.802 milhões em nossas atividades de Distribuição, R\$ 176 milhões em nossas atividades de comercialização e serviços durante o período de 2018 a 2022.

Além dos investimentos acima indicados, investimos R\$46 milhões em 2017 e R\$51 milhões em 2016, relacionados à construção das linhas de transmissão pela CPFL Transmissão Morro Agudo S.A. e CPFL Transmissão Piracicaba S.A. que, de acordo com as exigências do ICPC 01, foram registradas como ativo financeiro da concessão em ativos não circulantes.

Particularmente nos anos de 2018 e 2019, pretendemos realizar investimentos de aproximadamente R\$ 2.139 milhões em 2018 e R\$ 2.108 milhões em 2019, dos quais esperamos investir R\$ 3.787 milhões em nossas atividades de Distribuição, R\$ 323 milhões em nossas atividades de Geração Renovável, R\$ 35 milhões em nossas atividades de Geração Convencional; e R\$102 milhões em nossas atividades de comercialização e serviços. Já assumimos contratualmente compromissos em relação a parte desses investimentos, especialmente em projetos de geração.

Nossa capacidade de concluir o programa de investimento acima previsto depende de uma série de fatores, inclusive da nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas pelos nossos serviços, nosso acesso aos mercados de capitais nacionais e internacionais e uma variedade de contingências operacionais e regulatórias, dentre outras. Não há certeza de que disporemos de recursos financeiros para concluir nosso programa de investimento proposto, sendo que a impossibilidade de o fazer poderá afetar de

4.1 - Descrição dos fatores de risco

maneira adversa e relevante a nossa operação e o desenvolvimento dos nossos negócios, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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

Nos termos da legislação brasileira, temos responsabilidade objetiva por perdas e danos, diretos e indiretos, decorrentes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia elétrica. Além disso, nossas distribuidoras, transmissoras e geradoras poderão ser responsabilizadas por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios nos sistemas de geração, transmissão ou distribuição, sempre que essas interrupções ou distúrbios não forem atribuíveis a um integrante identificado do ONS. Até que todos os responsáveis finais sejam identificados, a responsabilidade por tais perdas e danos será alocada entre os agentes, na seguinte proporção: (i) 35,7% para os Distribuidores; (ii) 28,6% para as Transmissoras; e (iii) 35,7% para as Geradoras. Tal proporção é estabelecida de acordo com o número de votos que cada concessionária tem nas assembleias gerais do ONS e, portanto, pode ser futuramente alterada. Não podemos assegurar que as nossas apólices de seguro cobrirão integralmente as perdas e danos resultantes da prestação inadequada de serviços de energia, o que poderá nos causar um efeito adverso, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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

Por meio de nossa subsidiária CPFL Renováveis, fizemos investimentos de capital substanciais (de, aproximadamente, R\$ 2.093 milhões, nos últimos 3 exercícios sociais) em negócios de geração que não hidrelétrica, principalmente eólica e a biomassa. Esses negócios de geração renováveis dependem de alguns fatores que fogem do nosso controle e que podem afetar significativamente esses negócios.

No segmento a biomassa, poderemos sofrer com a escassez no mercado de cana-de-açúcar, matéria-prima necessária para a geração a biomassa. Ademais, dependemos, até certo grau, do desempenho dos nossos parceiros na operação das usinas a biomassa. A operação de parques eólicos envolve incertezas e riscos relevantes, incluindo risco financeiro associado com a diferença entre a energia gerada e a energia contratada por meio dos leilões públicos de energia. Esses riscos financeiros são principalmente: (i) menor intensidade dos ventos e da duração do que aquela contemplada na fase de estudo do projeto; (ii) qualquer atraso no início das operações de um parque eólico; e (iii) indisponibilidade de turbinas eólicas em níveis acima dos padrões de desempenho.

Caso estas usinas de geração não sejam capazes de gerar a energia por nós contratada, poderemos ser forçados a comprar o déficit no mercado *spot*, o que poderia aumentar os nossos custos e gerar perdas neste segmento.

Nosso grau de endividamento e nossas obrigações de serviço de dívidas podem afetar adversamente a nossa capacidade de conduzir as nossas atividades e de realizar os pagamentos desses financiamentos.

Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos um endividamento bruto, exceto derivativos, de R\$ 20.169 milhões. O nosso grau de endividamento aumenta a possibilidade de não termos caixa suficiente para pagar pontualmente o principal, juros e outros encargos relacionados ao nosso endividamento. Adicionalmente, poderemos incorrer em endividamentos adicionais, periodicamente, para financiar aquisições, investimentos, *joint ventures* ou para outros propósitos, sujeitos às restrições aplicáveis aos nossos financiamentos atuais, tal como quando adquirimos a RGE Sul, em outubro de 2016. Caso incorramos em endividamentos adicionais, os riscos relacionados ao nosso endividamento podem aumentar.

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

e. a seus fornecedores;

O risco associado aos fornecedores de nossas controladas está informado no item d "Podemos não ser capazes de criar os benefícios esperados e/ou de gerar o retorno esperado com relação aos investimentos dos nossos negócios de geração de energia renovável" e no item j "O impacto de uma escassez de energia elétrica e do racionamento de energia elétrica dela decorrente, a exemplo do ocorrido em 2001 e 2002, pode ter um efeito adverso substancial sobre nossos negócios e resultados operacionais".

f. a seus clientes;

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

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

Em 31 de dezembro de 2017, aproximadamente 75,9% do nosso endividamento total estavam denominados em Reais e atrelados a taxas do mercado financeiro brasileiro ou índices de inflação, ou, ainda, estavam sujeitos a taxas flutuantes de juros. Em 31 de dezembro de 2017, os 24,1% restantes do nosso endividamento total estavam denominados em moeda estrangeira, principalmente dólares norte-americanos (comparados a aproximadamente 25,0%, em 31 de dezembro de 2016 e 32,0% em 31 de dezembro de 2015), embora, em grande parte, vinculados a *swaps* cambiais que os convertiam em reais. Adicionalmente, compramos energia da usina Hidrelétrica de Itaipu, que é uma das nossas principais fornecedoras, cujo custo está atrelado à variação cambial do dólar norte-americano. Anualmente, no momento do reajuste tarifário, as nossas tarifas são reajustadas para contemplar os ganhos ou perdas dessas compras da usina Hidrelétrica de Itaipu. Desse modo, quando o real valoriza em relação ao dólar norte-americano, as nossas despesas financeiras diminuem.

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

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

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

- taxas de juros;
- política monetária;
- variações cambiais;
- inflação;

4.1 - Descrição dos fatores de risco

- 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 afetem o Brasil.

A incerteza de que o governo brasileiro não mudará políticas ou regulamentações, que afetem esses ou outros fatores, pode contribuir para o aumento da instabilidade política e econômica no País, da volatilidade do mercado de capitais brasileiro e dos valores mobiliários emitidos no exterior por companhias brasileiras. A Standard & Poor's retirou o selo de bom pagador do Brasil, em 9 de setembro de 2015 e rebaixou novamente o risco Brasil, de BB para BB-, em 11 de janeiro de 2018, com perspectiva estável; A Fitch Ratings rebaixou o rating do Brasil de BBB- para BB+, em 16 de dezembro de 2015, e posteriormente para BB com perspectiva negativa, em 5 de maio de 2016. A Moody's Investors Service rebaixou o risco Brasil para Ba2, com perspectiva negativa, em 24 de fevereiro de 2016, sendo essa posição confirmada em 26 de maio de 2017. Esses rebaixamentos refletem as críticas condições econômicas, a manutenção de políticas fiscais adversas e o aumento da incerteza política no Brasil.

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

Eventuais mudanças, pelo governo brasileiro, nas políticas econômicas atuais, em especial em relação ao setor de energia, poderão afetar adversamente nossas condições financeiras e resultados operacionais, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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

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

As condições políticas atuais no Brasil podem afetar a confiança dos investidores e do público em geral, assim como o desenvolvimento da nossa economia. Subsequentemente ao impeachment da Presidente Dilma Rousseff em 31 de agosto de 2016, continuam as incertezas quanto à política de administração presidencial, às indicações para posições importantes, assim como às investigações em curso sobre um suposto esquema de corrupção envolvendo companhias estatais, que podem afetar a confiança dos investidores e do público em geral. Também pode ter um efeito adverso na economia brasileira, nos nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais e no preço de mercado de nossas ações ordinárias e ADSs.

Atualmente, o mercado brasileiro está vivenciando uma crescente volatilidade, causada por incertezas decorrentes das mudanças no cenário político e da Operação Lava Jato conduzida pelo Ministério Público e seus impactos nos cenários político e econômico do País. Determinadas companhias estão também sendo investigadas e, em determinados casos, condenadas pelas autoridades competentes, como a Comissão de Valores Mobiliários, ou CVM, pela *U.S. Securities and Exchange Commission*, ou SEC, e pelo Departamento de Justiça dos EUA, ou DOJ. Determinadas companhias optaram por celebrar acordos de leniência com as autoridades competentes, quando possível. Membros de diversas esferas do governo brasileiro, do Congresso, bem como executivos de grandes companhias estatais estão sendo acusados, em alguns casos, condenados por, ou, ainda, celebrando acordos de delação premiada relativos a prática de atos de corrupção, envolvendo suborno por meio de propinas pagas no âmbito de contratos firmados entre o governo brasileiro e determinadas companhias de infraestrutura, óleo e gás e construção. Os lucros dessas propinas supostamente financiaram campanhas políticas de partidos políticos do governo, que não foram registrados ou revelados publicamente, além do suposto

4.1 - Descrição dos fatores de risco

enriquecimento pessoal dos destinatários desses atos de suborno e favorecimento de empresas e contratos com o governo brasileiro.

Ainda não podemos prever qual será o resultado final dessas investigações, condenações, delações e acordos de leniência. Contudo, já é possível identificar um impacto adverso na imagem e reputação das companhias envolvidas, dos partidos políticos e da percepção geral do mercado sobre os cenários político e econômico brasileiros. Não podemos prever se tais acusações, condenações, delações e acordos aumentarão o atual clima de instabilidade no País, tampouco se haverá novas acusações, condenações, delações e/ou acordos envolvendo outros agentes do governo, executivos e/ou empresas. Também não podemos prever o resultado de tais alegações, condenações, delações e acordos nem o seu efeito na economia brasileira.

O desenrolar desses processos, investigações, delações e acordos pode afetar adversamente o nosso negócio, a nossa condição financeira e os nossos resultados operacionais e a nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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

Durante as últimas décadas, o real sofreu variações frequentes e substanciais em relação ao dólar norte-americano e a outras moedas estrangeiras. A taxa de câmbio do real em relação ao dólar norte-americano foi de R\$ 3,905, em 31 de dezembro de 2015, de R\$ 3,259, em 31 de dezembro de 2016, e R\$ 3,308 em dezembro de 2017. Em 18 de abril de 2018, a taxa de câmbio era de R\$ 3,384 por US\$ 1,00. O real poderá continuar a flutuar significativamente em comparação com o dólar norte-americano no futuro.

A depreciação do real eleva o custo de serviço da nossa dívida em moeda estrangeira e os custos de aquisição de energia elétrica da Hidrelétrica de Itaipu, uma usina hidrelétrica que é uma das nossas principais fornecedoras e que corrige os preços de energia elétrica parcialmente com base em custos atrelados ao dólar norte-americano. A depreciação do real em relação ao dólar norte-americano pode criar pressões inflacionárias no Brasil e provocar o aumento da taxa de juros, o que pode afetar negativamente o crescimento da economia brasileira como um todo e afetar nossa condição financeira e resultados operacionais, como também inibir o acesso aos mercados de capitais internacionais e levar o governo a intervir, inclusive com políticas governamentais de recessão. A depreciação do real em relação ao dólar norte-americano pode também levar à diminuição do consumo, pressões deflacionárias e reduzir o crescimento da economia como um todo. Por outro lado, a apreciação do real em relação ao dólar norte-americano e a outras moedas estrangeiras poderá conduzir à desvalorização de contas correntes brasileiras no exterior, bem como diminuir o crescimento impulsionado pelas exportações. Dependendo das circunstâncias, tanto a depreciação como a apreciação do real podem substancialmente e adversamente afetar o crescimento da economia brasileira e do nosso negócio, das nossas condições financeiras e dos nossos resultados operacionais e a nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais, inclusive relativas às debêntures de nossa emissão.

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

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

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

O Brasil conviveu no passado com taxas de inflação extremamente elevadas e, por este motivo, adotou políticas monetárias que resultaram em uma das maiores taxas de juros reais do mundo. Entre 2008 e março de 2018, a taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC no Brasil variou entre 6,5% a.a. e 14,0% a.a., atingindo a sua maior baixa (6,5%) em março de 2018. Em 18 de abril de 2018, a SELIC foi de 6,4%. A inflação tem tido e poderá ter efeitos significativos na economia

4.1 - Descrição dos fatores de risco

brasileira e em nosso negócio. Políticas governamentais e do Banco Central do Brasil, mais brandas, sobre taxas de juros podem desencadear o aumento da inflação, e conseqüentemente, a maior volatilidade do crescimento e necessidade de aumentos imprevistos e substanciais na taxa de juros, o que poderá afetar negativamente o nosso negócio. Adicionalmente, se o Brasil vivenciar novamente o aumento de índices de inflação, poderemos não conseguir corrigir as tarifas que cobramos dos nossos consumidores para compensar os efeitos da inflação sobre a nossa estrutura de custos. Por outro lado, políticas de restrição monetária com altas taxas de juros podem restringir o crescimento do País e a disponibilidade de crédito.

O aumento da inflação e as políticas do governo federal sobre taxas de juros podem adversamente o nosso negócio, a nossa condição financeira, os nossos resultados operacionais e a nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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 ANEEL. A ANEEL regula e supervisiona vários aspectos do nosso negócio e estabelece nossas tarifas. Se formos obrigados pela ANEEL a fazer investimentos de capital adicionais e não esperados, e não nos for permitido reajustar nossas tarifas de maneira correspondente, ou se a ANEEL não autorizar o reembolso de todos os custos, ou ainda, se a ANEEL modificar a regulação relativa a ajustes tarifários, poderemos ser adversamente afetados.

Adicionalmente, tanto a implementação da nossa estratégia de crescimento, como a condução dos nossos negócios no seu curso ordinário podem ser adversamente afetados por ações governamentais, tais como a modificação da atual legislação, o cancelamento dos programas de concessão estaduais e federais, a criação de critérios mais rígidos para qualificação em leilões públicos de energia ou o atraso na revisão e implementação de novas tarifas anuais.

Por exemplo, há projeto de lei em tramitação no Congresso Nacional, denominado de Lei Geral das Agências Reguladoras (PLS) 52/2013, que dispõe sobre a gestão, a organização e o controle social das agências reguladoras. Esse projeto de lei visa alterar a estrutura de tais agências, mediante, dentre outros pontos, a criação: (i) de contratos de gestão, que deverão ser firmados entre as agências e os Ministérios a que estiverem vinculadas e, também, (ii) de ouvidoria nas agências, com o objetivo de zelar pela qualidade dos serviços prestados e acompanhar o processo interno de apuração das denúncias e reclamações dos usuários, seja contra a atuação da agência, seja contra entes regulados, sendo que o ouvidor, responsável pela respectiva ouvidoria, será indicado pelo Presidente da República.

Em 23 de novembro de 2016, a Comissão Especial do Desenvolvimento Nacional aprovou o projeto de lei das agências reguladoras. O projeto agora segue para a Câmara dos Deputados para aprovação. Caso mencionado projeto seja convertido em lei, as medidas dela decorrentes poderão reduzir as atribuições da ANEEL, passando o Poder Concedente, por outro lado, sobretudo o MME – ao qual a ANEEL é vinculada –, a ter maior atuação e influência no setor elétrico brasileiro. Não há como garantir que as alterações a serem aprovadas não afetarão negativamente as empresas transmissoras de energia elétrica, incluindo a Companhia.

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

Não podemos assegurar a renovação das nossas concessões e autorizações.

Conduzimos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição nos termos de contratos de concessão firmados com o governo brasileiro. O alcance da duração das nossas concessões é de 20 a 35 anos. A Constituição Federal da República Federativa do Brasil requer que todas as concessões relativas a serviços públicos sejam outorgadas por meio de leilão. Com base em leis e regulamentos

4.1 - Descrição dos fatores de risco

específicos do setor de energia elétrica, o governo brasileiro pode renovar as atuais concessões por um período adicional de até 20 ou 30 anos, dependendo da natureza da concessão, sem leilão, desde que a concessionária tenha alcançado determinados padrões mínimos financeiros, de desempenho, dentre outros, bem como que a proposta seja, por outro lado, aceitável para o governo brasileiro. O governo brasileiro possui considerável discricionariedade, nos termos da Lei nº 8.987/95, ou Lei de Concessões, da Lei nº 9.074/95, do Decreto nº 7.805/12, da Lei nº 12.783/13, do Decreto nº 8.461/15 Lei nº. 13.360/16, Decreto Nº. 9.158/17 e Decreto Nº. 9.187/17, bem como dos contratos de concessão, com relação à renovação das concessões. Ressaltamos, ainda, que podemos estar sujeitos a novas regulamentações emitidas pelo governo brasileiro, que poderiam afetar retroativamente as normas sobre renovações de concessões e autorizações.

Por conseguinte, caso não ocorra a renovação de nossa concessão, a nossa situação financeira e os nossos resultados operacionais poderão sofrer um efeito adverso relevante, bem como afetar de maneira adversa nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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

O Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, estabelece que a energia assegurada das usinas de geração deve ser revista a cada cinco anos. Em 2017, esse princípio de revisão quinquenal foi estendido às usinas de biomassa, o que resultou na redução da Energia Assegurada das usinas de biomassa da CPFL Renováveis, a uma média de aproximadamente 25% em 2017. Como parte dessas revisões, o MME pode revisar a Energia Assegurada de uma companhia, limitado a uma variação máxima de 5% por revisão ou de 10% para todo o período do contrato de concessão. Nos termos da Portaria nº 515/2015, expedida pelo MME, a primeira revisão de Energia Assegurada sob esse regime deveria originalmente ser aplicada às Usinas Hidrelétricas (que não fossem PCHs), em janeiro de 2017. Embora a aplicação da metodologia dessa nova revisão a cada Usina Hidrelétrica não tenha ainda sido divulgada, o MME emitiu a Portaria nº 714/2016, segundo a qual a Energia Assegurada atualmente para cada Usina Hidrelétrica permanecerá em vigor até dezembro de 2017. A primeira revisão da Energia Assegurada foi implementada em janeiro de 2018, nos termos da Portaria MME nº. 178/2017, resultando em uma redução média na Energia Assegurada de nossas Usinas Hidrelétricas de aproximadamente 2,4%. As PCHs, ao contrário de outras Usinas Hidrelétricas, foram sujeitas a revisões anuais de sua Energia Assegurada desde 2010, em conformidade com a MME No. 463/2009. Estas revisões anuais não resultaram em reduções nos níveis de Energia das PCHs da CPFL Geração, mas resultaram na redução das PCHs da CPFL Renováveis (embora, em 2017, a CPFL Renováveis, em conjunto com determinados produtores de energia renovável, obteve uma decisão judicial que restabeleceu os níveis iniciais de Energia Assegurada de suas PCHs, estando pendente a decisão final de seus recursos contra o processo de revisão).

Não podemos prever se as revisões futuras afetarão a Energia Assegurada de cada uma de nossas Usinas Hidrelétricas, e se os produtores de energia renovável lograrão êxito em seu recurso contra o processo de revisão ou se o efeito geral da revisão irá aumentar ou diminuir a Energia Assegurada. Quando a Energia Assegurada de qualquer de nossas Usinas Hidrelétricas diminuir, a nossa capacidade de fornecer eletricidade sob nossos contratos de compra de energia, fica prejudicada, o que pode levar a uma diminuição da nossa receita e aumentar os nossos custos, caso as nossas subsidiárias de geração sejam obrigadas a comprar energia em outro lugar. Esperamos que revisões de nossa Energia Assegurada sob o Decreto nº 2.655/1998 continuem a ser realizadas a cada período de 5 anos em relação a nossas Usinas de Energia que não sejam PCHs.

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

O governo brasileiro implementou mudanças fundamentais na regulação do setor elétrico, por meio da legislação aprovada em 2004, conhecida como a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Contestações quanto à constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ainda estão pendentes perante o Supremo Tribunal Federal a despeito dos indeferimentos de liminares. Não é possível estimar a data da decisão final desses processos. Se toda ou parte da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico fosse declarada inconstitucional, isso traria consequências incertas quanto à validade da atual regulação e quanto ao desenvolvimento da estrutura regulatória. É difícil prever qual será o resultado do processo legal, porém

4.1 - Descrição dos fatores de risco

ele pode ter um impacto adverso em todo o setor energético, incluindo nos nossos negócios e nos resultados de nossas operações.

Caso a regulação do setor elétrico seja, por qualquer motivo, alterada, de maneira que nosso negócio deva ser conduzido de maneira substancialmente diferente das nossas operações atuais, as nossas operações e os nossos resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais.

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

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

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

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

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 adimplir nossas obrigações contratuais.

i. aos países estrangeiros onde o emissor atue.

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

j. a questões socioambientais.

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

Somos dependentes das condições hidrológicas existentes no Brasil. Em 2017, de acordo com dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico, ou ONS, aproximadamente 69,9% (74,3% em 2016) da energia

4.1 - Descrição dos fatores de risco

elétrica consumida no Brasil foi fornecida por Usinas Hidrelétricas. De acordo com o ONS este percentual deve continuar caindo e chegar a 68,3% até 2021.

O Brasil está sujeito a condições hidrológicas imprevisíveis, com desvios não cíclicos da média pluviométrica. Quando as condições hidrológicas estão em situação crítica, o ONS pode despachar Usinas Termoeletricas, incluindo aquelas operadas por nós, para cobrir a geração de energia hidrelétrica e manter os níveis de segurança dos reservatórios, assim como os níveis de fornecimento de energia elétrica, nos casos em que as Usinas Hidrelétricas, inclusive aquelas operadas por nós, não são capazes de gerar energia suficiente que lhes permita honrar o compromisso de energia assegurada por elas assumido no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia, ou MRE. Esse processo de compensação do déficit de energia proveniente de Usinas Hidrelétricas, que foi criado em 2000 e é chamado de Fator de Geração em Escala, ou "GSF", expõe o operador das Usinas Hidrelétricas a riscos de preços *spot*. O GSF foi acionado em 2015, 2016 e 2017, deixando-nos obrigados a comprar energia, o que causou, consequentemente, impactos adversos no nosso segmento de Geração. Nos termos da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, nós repactuamos a nossa exposição a esse risco para toda a vigência dos nossos contratos de compra de energia no segmento de Geração, bem como cobrimos os desembolsos de janeiro de 2015 a julho de 2020, por meio do pagamento de GSF em 2015, com relação à energia necessária para suprir a demanda dos nossos consumidores no Mercado Regulado. Contudo, nós permanecemos expostos a esse risco de preço *spot* para os custos relacionados à energia a ser fornecida aos nossos consumidores no Mercado Livre.

No segmento de Distribuição, a geração termoeletrica poderá gerar diversos custos adicionais de aquisição de energia quando o ONS despacha Usinas Termoeletricas por ordem de mérito, e custos extraordinários, como componentes do Encargo de Serviço do Sistema, o ESS, relacionados à segurança energética, ou ESS-SE, quando essas usinas são despachadas fora da ordem de mérito. Esses custos adicionais poderão ser repassados pelas distribuidoras aos consumidores por meio de aumentos na tarifa nos ajustes anuais futuros ou revisões periódicas, nos termos da legislação aplicável. Contudo, poderá haver 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 mais tarde.

Em janeiro de 2015, o setor elétrico começou a implementar um mecanismo de "bandeiras tarifárias" mensais, em que as faturas dos consumidores podem estar sujeitas a acréscimos tarifários mensais, quando os custos de fornecimento atingirem certos níveis, permitindo que os consumidores adaptem seu uso para os custos de energia atuais. 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. Porém, em fevereiro e março de 2018, sob a nova metodologia, as bandeiras tarifárias verdes foram aplicadas. Embora esse mecanismo reduza, em parte, o descompasso de fluxo de caixa, pode ser insuficiente para cobrir os custos de fornecimento de energia termoeletrica, sendo que as distribuidoras podem, ainda, correr risco de descasamento de fluxo de caixa de curto prazo.

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

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

Períodos de precipitação pluviométrica severa ou constantemente abaixo da média que resultem em escassez de energia elétrica podem afetar adversamente a nossa condição financeira e os nossos

4.1 - Descrição dos fatores de risco

resultados operacionais. 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. Caso o Brasil experimente outra escassez de energia elétrica (situação que pode ocorrer e sob a qual não temos possibilidade de controlar ou prever), o governo brasileiro poderá implementar políticas similares ou outras no futuro para fazer frente à escassez. Por exemplo, programas abrangentes de conservação de energia elétrica, incluindo reduções compulsórias no consumo, poderão ser implementados caso as condições hidrológicas desfavoráveis não possam ser compensadas, na prática, por outras fontes de energias, como Usinas Termelétricas, resultando, assim, em um menor suprimento de energia elétrica para o mercado brasileiro.

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

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

4.2 Descrever, quantitativa e qualitativamente, os principais riscos de mercado a que o emissor está exposto, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros.

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

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

Em função das condições hidrológicas adversas do ano de 2017, o risco de mercado das geradoras representou um impacto de R\$ 20 milhões (R\$ 81 milhões em 2016), líquido de IR/CS, nas demonstrações consolidadas do Grupo.

- **Risco de mercado das comercializadoras:** Esse risco decorre da possibilidade das comercializadoras incorrerem em perdas em exposições de energia sujeitas a variações nos preços de curto e longo prazos.
- **Risco de crédito:** O risco surge da possibilidade das controladas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. O risco de inadimplência que gera a Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa ("PCLD") impactou a Receita Operacional Líquida da Companhia no exercício de 2017 em 0,6% (R\$ 155,1 milhões), efeito total do impacto no resultado de 2017.
Caso a inadimplência dos clientes da Companhia aumente suas operações e seus resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como sua capacidade de adimplir com suas obrigações contratuais.
- **Risco de taxa de juros:** Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos, debêntures e ativos e passivos financeiros setoriais. Em 2017, a exposição líquida da Companhia era passiva em R\$ 13.450 milhões indexados à CDI, R\$ 3.944 milhões à TJLP, R\$ 57 milhões ao IGP-M, R\$ 140 milhões a SELIC e R\$ 1.220 milhões ao IPCA.
- **Risco de taxa de câmbio:** Esse risco decorre da possibilidade da Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira e parcela da receita do empreendimento controlado em conjunto ENERCAN de contratos de venda de energia com correção anual de parte da tarifa baseada na variação do dólar. Adicionalmente as controladas estão expostas em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

da hidrelétrica de Itaipu. Adicionalmente, na mesma data, havia a exposição de US\$ 65 milhões à alta do dólar, relacionados a derivativos do tipo *zero-cost collar*.

- **Risco de aceleração de dívidas:** A Companhia e suas controladas possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros.

A apuração de *covenant* prevê um limite máximo de 3,75x do indicador de Dívida Líquida / EBITDA e 2,25x do indicador EBITDA / Resultado financeiro, apurados semestralmente na controladora CPFL Energia, sob pena de eventual aceleração da dívida em caso de descumprimento do limite. Para o exercício findo em 31.12.2017 a Companhia fechou a apuração do *covenant* em 3,20x, permanecendo dentro do limite estabelecido.

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

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

Revisão Tarifária Periódica (RTP)

Em 17 de abril de 2018, por meio da Resolução Homologatória nº 2.385, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **RGE SUL** relativo a quarta revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2018, em 18,45%, sendo 11,57% referentes ao reajuste tarifário econômico e 6,88% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 22,47%.

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

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

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

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

Em 22 de março de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.028, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Jaguarí** em 29,46%, sendo 17,01% relativos ao Reajuste Tarifário

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

Econômico e 12,45% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 13,25% a ser percebido pelos consumidores.

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

Reajuste tarifário anual (RTA)

Em 13 de março de 2018, por meio da Resolução Homologatória nº 2.376, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Santa Cruz** refere-se à companhia incorporadora na fusão da Companhia Luz e Força Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa com a CPFL Jaguari (Esta entidade incorporadora era anteriormente a Companhia Jaguari de Energia, ou CPFL Jaguari) em 5,71%, sendo 4,41% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 1,30% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 5,32%. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 5,92% e da Parcela B (Custos Operacionais, Remuneração e Depreciação) de -1,51%. O cálculo levou em consideração o Revisão Tarifária Periódica, ocorrido em 22 de março de 2017. As novas tarifas entraram em vigor em 22 de março de 2018.

Em 13 de junho de 2017, por meio da Resolução Homologatória nº 2.252, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **RGE** em 3,57%, sendo 2,37% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 1,21% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -5,00% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 2,17% e da Parcela B (Custos Operacionais, Remuneração e Depreciação) de 0,20%. O cálculo levou em consideração a Revisão Tarifária Periódica, ocorrido em 14 de junho de 2016. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2017.

Em 17 de outubro de 2017, por meio da Resolução Homologatória nº 2.314, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Piratininga** em 7,69%, sendo 6,33% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 1,37% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 17,28% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 6,75% e da Parcela B (Custos Operacionais, Remuneração e Depreciação) de -0,45%. O cálculo levou em consideração o Reajuste Tarifário Anual, ocorrido em 18 de outubro de 2016. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2017.

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

	RGE Sul (RTP)	CPFL Paulista (RTP)	RGE (RTA)	CPFL Piratininga (RTA)	CPFL Santa Cruz (agrupada) (RTA)	CPFL Sul Paulista (RTA)	CPFL Leste Paulista (RTA)	CPFL Mococa (RTA)	CPFL Jaguari (RTA)
Resolução Homologatória	2.385	2.381	2.252	2.314	2.376	2.376	2.376	2.376	2.376
Reajuste	18,45%	12,68%	3,57%	7,69%	5,71%	(1)	(1)	(1)	(1)
Parcela A	6,79%	5,53%	2,17%	6,78%	5,92%	(1)	(1)	(1)	(1)
Parcela B	4,78%	3,14%	0,20%	-0,45%	-1,51%	(1)	(1)	(1)	(1)
Componentes financeiros	6,88%	4,01%	1,21%	1,37%	1,30%	(1)	(1)	(1)	(1)
Efeito para o consumidor	22,47%	16,90%	5,00%	17,28%	5,32%	7,50%	7,03%	3,40%	21,15%
Data de entrada em vigor	17/04/2018	08/04/2018	19/06/2017	23/10/2017	13/03/2018	13/03/2018	13/03/2018	13/03/2018	13/03/2018

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

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)

Não ocorreram revisões extraordinárias no ano de 2017.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

4.3 Descrever os processos judiciais, administrativos ou arbitrais em que o emissor ou suas controladas sejam parte, discriminando entre trabalhistas, tributários, cíveis e outros: (i) que não estejam sob sigilo, e (ii) que sejam relevantes para os negócios do emissor ou de suas controladas, indicando:

Encontram-se identificados neste Formulário de Referência todos os processos em andamento nos quais a Companhia e/ou suas controladas figuram como parte, classificados como não sigilosos e que são relevantes para a Companhia, com a posição atualizada até 31 de dezembro de 2017. No processo de análise de relevância, a Companhia e suas controladas não se detiveram somente nos potenciais efeitos econômicos e financeiros de uma decisão desfavorável, considerando, também, aqueles processos que poderiam influenciar a decisão do público investidor, como, por exemplo, os processos em que a imagem da Companhia ou de suas controladas possa ser afetada de maneira adversa.

Apresentamos a seguir os detalhes dos processos em que somos parte (seja por meio da Companhia ou de suas controladas), que não estão sob sigilo e que consideramos relevantes para os nossos negócios em 31 de dezembro de 2017.

PROCESSOS FISCAIS

Plano de pensão – CPFL Paulista

A CPFL Paulista está envolvida em um processo fiscal que contesta a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável da Receita Federal, a CPFL Paulista deduziu tais despesas para os fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Realizamos depósitos judiciais no valor de R\$360 milhões em 2007 e R\$54 milhões em 2011 (ajustado monetariamente para R\$ 746 milhões em 31 de dezembro de 2015) de forma a prevenir qualquer penhora de bens pela Receita Federal, permitindo a CPFL Paulista apelar. Em janeiro de 2016, a CPFL Paulista obteve decisões judiciais que autorizaram a substituição dos depósitos judiciais por garantias financeiras (carta de garantia e garantia de execução), em razão das quais as retiradas em nome da CPFL Paulista ocorreram em 2016. Em fevereiro de 2017, seguindo uma determinação judicial, depositamos judicialmente R\$206 milhões, relacionado à atualização monetária do depósito original (ajustado monetariamente para R\$ 224 milhões em 31 de dezembro de 2017). Este processo fiscal também levou a diversos outros processos, os quais totalizam R\$1.224.681 em 31 de dezembro de 2017 e permanecem aguardando decisão das instâncias judiciais superior (acreditamos que a chance de perda é possível), sendo que os principais estão destacados abaixo:

Execução Fiscal nº 0014813-89.2004.4.03.6105 (2004.61.05.014813-3) – IRPJ	
a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	3ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	19/11/2004
d) Partes no processo	Fazenda Nacional x CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 537.590
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Realizamos depósito judicial no valor de R\$ 360 milhões em 2007 (R\$ 667 milhões atualizados para 31 de dezembro de 2015), o qual permitiu à controlada prosseguir com a ação sem correr o risco de ter qualquer ativo penhorado pelas autoridades fiscais. Em janeiro de 2016, a controlada obteve decisão judicial que autorizou a substituição do depósito

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

	judicial por garantia financeira (seguro garantia), permitindo a realização do levantamento do valor depositado em favor da controlada em 2016. Durante o trâmite do processo foi proferida sentença determinando a manutenção do débito, contra a qual a CPFL Paulista interpôs apelação. O referido recurso teve seu provimento negado, em 12/01/2015. A CPFL Paulista ingressou com os recursos especial e extraordinário, sendo o primeiro admitido e encaminhado ao Superior Tribunal de Justiça (STJ), para julgamento e o segundo inadmitido. Em função da inadmissão do recurso extraordinário, ingressamos com agravo de despacho denegatório de recurso extraordinário no Supremo Tribunal Federal, o qual aguarda julgamento
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 537.590, que representa 2,2% de nossa Receita Líquida consolidada.

Execução Fiscal nº 0014812-07.2004.4.03.6105 (2004.61.05.014812-1) – CSLL	
a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	19/11/2004
d) Partes no processo	Fazenda Nacional x CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 210.426
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a controlada obteve fiança bancária. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a controlada CPFL Paulista interpôs Apelação. O Recurso foi parcialmente provido, apenas para determinar o sobrestamento dos presentes embargos até o julgamento definitivo do mandado de segurança nº 0005656-29.2003.4.03.6105 A Fazenda apresentou embargos infringentes, o qual aguarda julgamento.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 210.426, que representa 0,8% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

Execução Fiscal nº 0000330-78.2009.4.03.6105 (2009.61.05.000330-0) – IRPJ, CSLL, PIS e COFINS	
a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	08/01/2009
d) Partes no processo	Fazenda Nacional x CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 103.345
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional objetivando contestar a dedutibilidade de despesas

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

	reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a controlada obteve fianças bancárias e ingressou com embargos à execução. O embargo foi julgado improcedente. Assim, a CPFL Paulista apresentou recurso de apelação, o qual, atualmente, aguarda julgamento.
G) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 103.345, que representa 0,4% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

Execução Fiscal nº 0004593-90.2008.4.03.6105 (2008.61.05.004593-3) – IRPJ, CSLL, PIS e COFINS	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	3ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	05/05/2008
d) Partes no processo	Fazenda Nacional x CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 73.881
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a controlada obteve fiança bancária, contudo em 2011, foi necessário ser substituída por depósito no valor de R\$ 54 milhões, evitando o risco de ter qualquer ativo penhorado pelas autoridades fiscais. Em janeiro de 2016, a controlada obteve decisão judicial que autorizou a substituição do depósito judicial por garantia financeira (carta de fiança), permitindo o levantamento do respectivo valor depositado em favor da controlada em 2016. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a controlada CPFL Paulista interpôs Apelação, o qual foi julgado improcedente Assim, a CPFL Paulista ingressou com os recursos especial e extraordinário, os quais aguardam julgamento.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Valor depositado em juízo e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 73.881 milhões, que representa 0,3% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo Fiscal nº 0023157-39.2016.4.03.6105 (10830.720420/2007-71)– IRPJ, CSLL, PIS e COFINS	
a) Juízo	Delegacia da Receita Federal
b) Instância	1ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	06/12/2016
d) Partes no processo	CPFL PAULISTA X RECEITA FEDERAL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 92.395
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Receita Federal do Brasil objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a Companhia deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Ocorre que a Receita Federal, por intermédio da Delegacia de Campinas, modificou o entendimento anteriormente emitido pelo Secretário de Receita Federal, não reconhecendo a novação e, consequentemente negando a sua dedutibilidade. Houve a fiscalização e lavratura de vários Autos de Infração contra a dedutibilidade tomada pela CPFL. No presente caso, foi lavrado auto de infração em virtude de suposta compensação de saldo negativo de IRPJ/99 com IRPJ (set. a out/03),CSLL (out/03), COFINS (nov/03), PIS (nov/03). Atualmente, aguarda-se a formalização do acórdão que indeferiu o recurso especial apresentado pela CPFL Paulista, para iniciar a discussão na esfera judicial.
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\$ 92.395 que representa 0,3% da Receita Líquida, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

Processo Fiscal nº 0005997-98.2016.4.03.6105 (10830.007956/2007-06, 10830.010220/2010-11,10830.720.004/2009-35,10830.720149/2007-74, 10830.720372/2007-11 e 10830.901327/2006-85.) – IRPJ	
a) Juízo	3ª Vara federal de Campinas/SP
b) Instância	1ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	28/03/2016
d) Partes no processo	CPFL PAULISTA X RECEITA FEDERAL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 180.179
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Receita Federal do Brasil objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a Companhia deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Ocorre que a Receita Federal, por intermédio da Delegacia de Campinas, modificou o entendimento anteriormente emitido pelo Secretário de Receita Federal, não reconhecendo a novação e, consequentemente negando a sua dedutibilidade.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

	Houve a fiscalização e lavratura de vários Autos de Infração contra a dedutibilidade tomada pela CPFL. Após discussão administrativa infrutífera, os autos de infração foram inscritos em dívida ativa e ajuizados. A execução fiscal em tela tem por objeto a cobrança de diversos supostos débitos. Apresentamos embargos à execução. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a CPFL Paulista recorreu, interpondo apelação, o qual aguarda julgamento
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 180.179, que representa 0,7% da Receita Líquida, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

- **Plano de Pensão: CPFL Piratininga**

Processo Fiscal nº 0014567-73.2016.4.03.6105 (10830.001019/2007-39)	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas/SP
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	12/08/2016
d) Partes no processo	CPFL Piratininga x Fazenda Nacional
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 223.812
f) Principais fatos	A controlada CPFL Piratininga recebeu uma autuação fiscal relacionada à dedutibilidade de despesas provenientes dos pagamentos previstos no acordo financeiro firmado para o equacionamento do déficit com o fundo de pensão da Fundação CESP. Foi indeferida a Impugnação apresentada pela empresa. Assim, a CPFL Piratininga ingressou com recurso voluntário, o qual foi indeferido. A Companhia ingressou com recurso especial, o qual foi indeferido. Finalizada a discussão da esfera administrativa, a Companhia ingressou com Ação Anulatória, objetivando o cancelamento do débito e, paralelamente, a Fazenda ajuizou execução fiscal. Foi determinada a suspensão da execução fiscal, até que a Ação Anulatória apresentada pela CPFL seja julgada. Atualmente, aguarda-se decisão de 1ª instância.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Processo em esfera administrativa: em caso de perda, é passível de julgamento em esfera judicial. Em caso de perda em esfera judicial, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Piratininga no valor de R\$ 223.812, que representa 0,8% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

- **Processo fiscal IRPJ/CSLL – RGE**

Processo Fiscal n.º 5012003-49.2012.404.7107 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Caxias do Sul
b) Instância	1ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	16/08/2012

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

d) Partes no processo	RGE x União - Fazenda Nacional
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 538.279
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, que se encontra em fase pericial.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda na esfera administrativa, ainda haveria possibilidade de discussão judicial. Em caso de perda na esfera judicial, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada RGE no valor de R\$ 538.279, que representa 2,0% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

Processo nº 0043678-60.2015.4.01.3400 (11020.722512/2011-70 e 11080.007273/2009-03) – IRPJ

a) Juízo	22ª Vara Federal de Brasília/DF
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	07/08/2015
d) Partes no processo	RGE X Receita Federal do Brasil
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 110.319
f) Principais fatos	Ação Ordinária objetivando a suspensão dos processos nºs 11020.722512/2011-70 e 11080.007273/2009-03, 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 estes processos administrativos em pauta. Atualmente, aguarda-se sentença. 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.
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\$ 110.319, que representa cerca de 0,4% de nossa Receita Líquida.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

Processo Fiscal n.º 11020.721188/2017-68 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	Receita Federal do Brasil
b) Instância	1ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	17/08/2017
d) Partes no processo	RGE x Receita Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 88.430
f) Principais fatos	<p>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 aguarda julgamento.</p> <p>A autuação possui o mesmo objeto do processo nº 11020.721280/2013-02, porém referente ao período de 2012 e 2013.</p>
g) Chance de perda	Possível, contudo existe uma parcela que é remota pois, parte do débito foi alcançado pela decadência e a jurisprudência é favorável quanto a possibilidade de aplicação da multa agravada.
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 88.430, que representa 0,3% de nossa Receita Líquida, sem maiores impactos nas nossas operações.

Processo Fiscal n.º 11020.721280/2013-02 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	Conselho de Administração de Recursos Fiscais (CARF)
b) Instância	3ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	09/05/2013
d) Partes no processo	RGE x Receita Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 295.735
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, a qual aguarda julgamento.</p> <p>A parcela da autuação que não foi objeto de recurso da Fazenda já se considera definitivamente anulada.</p>

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

g) Chance de perda	Possível, contudo existe uma parcela que é remota, pois parte do débito foi alcançado pela decadência e a jurisprudência é favorável quanto à 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 controlada RGE no valor de R\$ 295.735 que representa 1,1% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

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

Processo Fiscal n.º 0019144-94.2016.4.03.6105 (10830.724951/2011-10)	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas/SP
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	26/10/2011 (Auto de Infração)
d) Partes no processo	Delegacia da Receita Federal x CPFL Geração
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 351.300
f) Principais fatos	A controlada CPFL Geração recebeu auto de infração lavrado para cobrança da diferença dos valores recolhidos a título de PIS e COFINS, do período de abril de 2007 a dezembro de 2010. A CPFL Geração recolheu o PIS e a COFINS nos termos instituídos pela Lei 9.718/98 (regime cumulativo) e no entender da fiscalização deveria ter recolhido as aludidas contribuições nos termos instituídos pelas Leis nº 10.833/03 e 10.637/02, havendo, portanto divergência de interpretação quanto ao enquadramento dos contratos firmados anteriormente a outubro de 2003 a preço pré-determinado. Foi proferida decisão de 1ª Instância determinando a manutenção do débito. A CPFL ingressou com recurso voluntário, ao qual foi dado provimento. A Fazenda ingressou com recurso especial, o qual foi provido, mantendo-se a autuação. Finalizada a discussão na esfera administrativa (Receita Federal), a Fazenda ajuizou execução fiscal em face da CPFL Geração. Após a apresentação de garantia pela empresa, foi determinada a suspensão da exigibilidade e ingressamos com embargos à execução. Atualmente, aguarda-se prolação de sentença.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	O impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$ 351.300, que representa 1,3% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

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

Processo Fiscal nº 16643.720027/2012-39 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	Secretaria da Receita Federal
b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	12/11/2012
d) Partes no processo	CPFL Geração x Receita Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 256.326

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

f) Principais fatos	A controlada CPFL Geração foi autuada pela Secretaria da Receita Federal do Brasil que exige o crédito tributário decorrente das infrações que teriam sido supostamente cometidas pela empresa durante os exercícios de 2007, 2008, 2009 e 2010, sob o entendimento de que teria sido indevida a amortização do ágio, com base na afirmação de que a reestruturação societária realizada não apresentou motivação para a venda da empresa Semesa à CPFL Geração. Apresentamos impugnação administrativa, cuja decisão manteve a exigência fiscal. Apresentamos recurso voluntário, o qual foi julgado improcedente. Em face desta decisão, ingressamos com recurso, o qual aguarda julgamento.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Processo em esfera administrativa: Em caso de perda, é passível de julgamento em esfera judicial, sendo que nesta segunda hipótese, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$ 256.326, sem maiores impactos nas operações do grupo, pois o montante representa 1,0% de nossa Receita Líquida consolidada.

Processo Fiscal nº 16561.720238/2016-13 - IRPJ/CSLL

a) Juízo	Delegacia da Receita Federal
b) Instância	1ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	16/12/2016
d) Partes no processo	CPFL Geração x Receita Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 349.629
f) Principais fatos	Autos de infração para a exigência do IRPJ e da CSLL, relativo ao anos-calendário 2011, cumulados com juros de mora e multa de ofício, por: (i) supostamente ter omitido receitas não operacionais, pela suposta ausência do registro de ganhos de capital, por receber quantidade de ações da ERSÁ Energias Renováveis S.A. ("ERSÁ") em volume maior que o capital da SMITA Empreendimentos e Participações S.A. ("SMITA"), além da apropriação de diferença entre o patrimônio líquido contábil e o valor justo da SMITA, empresa adquirida de forma reversa; e (ii) ter compensado base de cálculo negativa da CSLL em montante superior saldo existente. Apresentamos impugnação aos Autos, a qual foi julgada improcedente. Apresentamos recurso voluntário, o qual aguarda julgamento.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Ainda em esfera administrativa, passível de discussão judicial ainda. Em caso de perda na esfera judicial, desembolso de caixa e registro no resultado contábil da CPFL Geração no valor de R\$ 349.629, sem maiores impactos nas operações da Companhia, pois o montante representa 1,3% de nossa Receita Líquida consolidada.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

- **USO DO SOLO – CPFL Paulista**

A CPFL Paulista está sujeita a diversas execuções fiscais movidas pela Cidade de Ribeirão Preto, cobrando impostos sobre uso da terra para os anos de 2005, 2007, 2008, 2009 e 2014. Apresentamos uma defesa, que foi aceita devido à inconstitucionalidade anteriormente reconhecida desse imposto. Estamos atualmente aguardando o julgamento de diversos recursos de apelação da parte da cidade de Ribeirão Preto. Acreditamos que a probabilidade de perda é remota. Após uma decisão parcialmente favorável à CPFL Paulista em 2017, o montante reclamado totalizava aproximadamente R\$ 334 milhões em 31 de dezembro de 2017. Em fevereiro de 2018, a cidade de Ribeirão Preto desistiu de uma de suas ações, no montante de R\$ 164 milhões. Os principais processos atrelados ao uso do solo estão destacados abaixo:

Processo Fiscal nº 0559532-33.2010.8.26.0506 – Uso do solo	
a) Juízo	2ª Vara da Fazenda Pública de Ribeirão Preto
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	20/10/2010
d) Partes no processo	CPFL Paulista x Prefeitura de Ribeirão Preto
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 164.205
f) Principais fatos	Execução fiscal pretendendo a cobrança de tributo pelo uso do solo do exercício de 2007, 2008 e 2009. Apresentada exceção de pré-executividade alegando em síntese, a inconstitucionalidade da cobrança. Ademais, em 27/04/2015 foi apresentada petição pela Companhia informando ao juízo que a legislação do município foi alterada para excluir os serviços de natureza pública do campo de incidência da taxa de uso de solo, o que corrobora com a tese da impossibilidade de cobrança da taxa. A defesa da empresa foi totalmente acolhida, sendo julgada extinta a cobrança. A Prefeitura de Ribeirão Preto ingressou com recurso de apelação, o qual aguarda julgamento. Em fevereiro de 2018, a Prefeitura desistiu do recurso.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 164.205 que representa 0,7% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

Processo Fiscal nº 0559505-50.2010.8.26.0506 – Uso do solo	
a) Juízo	2ª Vara da Fazenda Pública de Ribeirão Preto
b) Instância	3ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	22/10/2010
d) Partes no processo	CPFL Paulista x Prefeitura de Ribeirão Preto
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 76.694

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

f) Principais fatos	Execução fiscal pretendendo a cobrança de tributo pelo uso do solo do exercício de 2005. Apresentada exceção de pré-executividade alegando, em síntese, a inconstitucionalidade da cobrança. Em sede de sentença, a Exceção foi acolhida para declarar ilegítima a contribuição. A Prefeitura ingressou com apelação. Apresentamos contrarrazões, sendo que, atualmente, aguarda-se análise e julgamento do referido recurso.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 76.694 que representa 0,4% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

- **INDEDUTIBILIDADE DA CSLL – CPFL Piratininga**

Processo Fiscal nº 0002005-38.2002.4.03.6100 – CSLL	
a) Juízo	19ª Vara Federal de São Paulo
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	30/01/2002
d) Partes no processo	CPFL Piratininga x Receita Federal do Brasil
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 152.433
f) Principais fatos	Mandado de Segurança com o objetivo de assegurar a CPFL Piratininga o direito à dedução integral do valor da Contribuição Social sobre o Lucro (CSLL) da base de cálculo do Imposto sobre a Renda (IR), referente ao ano-base de 2002 e nos seguintes, afastando, desta forma, o artigo 1º da Lei nº 9.316/96. O pedido foi julgado improcedente, com a denegação da ordem, ao fundamento de que o artigo 1º da Lei nº 9.136/96 não padece de inconstitucionalidade. Ingressamos com Recurso de Apelação, ao qual foi negado provimento. Apresentamos recursos especial e extraordinário, aos quais foi negado seguimento. O processo transitou em julgado e, atualmente, aguardamos recebimento dos autos pelo juízo de origem, para início da liquidação.
g) Chance de perda	Provável
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa da controlada CPFL Piratininga no valor de R\$ 152.433 que representa 0,6% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

⋮
⋮
⋮

• **IRPJ/CSLL – Sul Geradora**

Processo Fiscal nº 0023094-29.2016.4.03.6100 (19515.001221/2004-65) – IRPJ/CSLL	
a) Juízo	9ª Vara Federal de São Paulo/SP
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	25/06/2004 (auto de infração)
d) Partes no processo	Sul Geradora Participações S/A x Receita Federal do Brasil
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 92.035
f) Principais fatos	Auto de infração que visa obter valores de IRF sobre o pagamento de juros decorrente de uma operação de pré-pagamento de exportação. O Fisco alega que a empresa utilizou os recursos obtidos na operação para adquirir créditos contra empresas do próprio grupo econômico e não para o financiamento de suas exportações. Apresentamos Impugnação, a qual foi julgada improcedente. Ingressamos com recurso voluntário, sendo tal julgado procedente. A Receita Federal interpôs recurso especial. Referido recurso foi provido, mantendo-se a autuação. Finalizada a discussão na esfera administrativa, a empresa ingressou com ação ordinária visando o cancelamento do débito. Atualmente, aguarda-se sentença.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada Sul Geradora no valor de R\$ 92.035, que representa 0,3% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

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

Processo Fiscal nº 10830.001530/2009-01 - IRPJ, CSLL, PIS e COFINS	
a) Juízo	Secretaria da Receita Federal
b) Instância	2ª Instância (administrativa)
c) Data de instauração	31/03/2009
d) Partes no processo	CPFL Geração x Receita Federal de Campinas
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 99.254
f) Principais fatos	Auto de Infração lavrado para cobrança de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS referente a fatos geradores ocorridos nos anos-calendários de 2004, 2005, 2006, decorrentes da glosa de determinadas despesas incorridas pela Impugnante e da alegação de omissão de receitas supostamente identificada pelas autoridades fiscalizadoras. Apresentamos impugnação administrativa, cuja decisão manteve a exigência fiscal. Apresentamos recurso voluntário, o qual foi julgado improcedente. Em face desta decisão, ingressamos com Recurso, o qual aguarda julgamento.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

de R\$ 99.254, que representa 0,4% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

PROCESSOS CÍVEIS

1) Procon Campinas – CPFL Paulista

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

2) ABRADÉE – ANEEL

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

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

h) Análise do impacto em caso de perda	Eventual pagamento de custas processuais e honorários de sucumbência arbitrados pelo tribunal, visto tratar-se de processo ativo, porém, como pela ABRADDEE (rateado).
--	--

3) CPFL Paulista – ANEEL

Ação Ordinária n.º 0038922-86.2007.4.01.3400 (0038922-86.2007.4.01.3400)	
a) Juízo	1ª Vara Federal do Distrito Federal
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	05/11/2007
d) Partes no processo	CPFL Paulista X ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	A controlada CPFL Paulista ajuizou uma ação contra a ANEEL com o objetivo de anular a metodologia aplicada no processo de revisão tarifária desde o primeiro ciclo (2003). A decisão foi desfavorável em primeira instância e a controlada CPFL Paulista recorreu, tendo sido acolhido o nosso recurso, sendo convertido em diligência à 1ª instância para realização de prova pericial, a qual aguarda-se cumprimento.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Pagamento de honorários de sucumbência visto se tratar de processo relacionado a ativo contingente. Caso tenhamos êxito nestes processos contra a ANEEL, as tarifas desta distribuidora serão aumentadas e, como consequência, o resultado de nossas operações pode ser positivamente afetado.

4) Sebastião José Ismael – CPFL Paulista

Processo Cível n.º 0001126-16.2001.8.26.0434	
a) Juízo	Vara Única
b) Instância	Execução
c) Data de instauração	13/06/2001
d) Partes no processo	Sebastião José Ismael X CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 131.063
f) Principais fatos	Trata-se de ação de indenização por danos materiais e lucros cessantes, decorrente de corte indevido, que afetou o sistema de irrigação, acarretando a perda de produção da fazenda do autor. Sentença que aponta parte líquida e parte a liquidar. A parte líquida já foi quitada pela empresa. Atualmente o processo encontra-se em fase de liquidação por arbitramento, aguardando a concretização de perícia técnica para se chegar ao valor da condenação por lucros cessantes arbitrados na fase de conhecimento.
g) Chance de perda	Provável/Possível/Remoto, sendo: Provável R\$ 5.625, Possível 97.562 e Remoto R\$ 27.874.
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 131.063, que representa 0,5% da Receita Líquida, sem maiores impactos nas operações da Companhia

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes**PROCESSOS CÍVEIS - Ambiental****1) Semesa**

Ação Indenizatória nº 0003354-76.2011.8.09.0113	
a) Juízo	2ª Vara Cível de Niquelândia/GO667-7
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	21/01/2011
d) Partes no processo	Alberto Vieira Borges e Espólio de Marcia Torrano Grecco Borges x SEMESA S.A., Eletrobrás Furnas e Grupo VBC Energia S.A.
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 1.902.098
f) Principais fatos	Alegam os Autores que foram desapropriados de parte de uma de suas propriedades em 28/12/1987, para a construção da Usina Hidrelétrica de Serra da Mesa - Goiás, tendo figurado como desapropriante Furnas Centrais Elétricas. A título de indenização receberam o valor de Crz\$ 4.300.000,00, supostamente excluindo-se a madeira proveniente das árvores da área expropriada. Acreditando estarem diante de uma oportunidade de negócios, com a extração da madeira da área a ser inundada, os Autores investiram no setor madeireiro e em outros segmentos, contudo, tiveram suas expectativas frustradas devido a não demarcação de sua propriedade por parte de Furnas, bem como devido ao embate realizado entre a Furnas e os órgãos ambientais, que perdurou por anos e culminou com o alagamento da região sem que pudessem extrair a madeira a que faziam jus. Assim, pleiteiam indenização por danos materiais, morais e lucros cessantes. Processo em fase instrutória e aguarda-se a realização de prova pericial.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia

2) AÇÃO AMBIENTAL – PARQUE DA SERRA DO MAR

Ação Civil Pública nº 0001673-23.2015.8.26.0157	
a) Juízo	3ª Vara da Comarca de Cubatão – SP
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	09/03/2015
d) Partes no processo	Ministério Público do Estado de São Paulo X CPFL Piratininga
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

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

PROCESSOS TRABALHISTAS

- **Terceirização – RGE**

Ação civil pública nº0020876-43.2015.5.04.0024	
a) Juízo	24ª Vara do Trabalho de Porto Alegre
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	03/07/2015
d) Partes no processo	Ministério Público do Trabalho x RGE
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 200.958
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

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes

	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. Interpostos recursos ordinários pelas partes, os quais aguardam julgamento agendado para 21/02/2018.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Proibição da terceirização – primarização da totalidade da mão de obra envolvida na operação, especialmente nas atividades descritas, bem como pagamento de indenização e multa pela terceirização ilegal.

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

O valor total provisionado referente aos processos descritos no item 4.3 em 31 de dezembro de 2017 é de R\$158.058.

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

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

b. Instância

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

c. Data da instauração

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

d. Partes no processo

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

e. Valores, bens ou direitos envolvidos

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

f. Principais fatos

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

g. Chance de perda

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

h. Análise do impacto em caso de perda do processo

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

4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores

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

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

4.5 - Processos sigilosos relevantes

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

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 e/ou suas controladas figuram como parte, que não estão classificados como sigilosos e que, quando considerados em conjunto, são considerados relevantes para a Companhia, com a posição atualizada até 31 de dezembro de 2017. No processo de análise de relevância, a Companhia e suas controladas não se detiveram somente nos potenciais efeitos econômicos e financeiros de uma decisão desfavorável, considerando, também, aqueles processos que poderiam influenciar a decisão do público investidor, como, por exemplo, os processos em que a imagem da Companhia ou de suas controladas possa ser afetada de maneira adversa.

Apresentamos a seguir os detalhes dos processos repetitivos ou conexos em que somos parte (seja por meio da Companhia ou de suas controladas), que não estão sob sigilo e que, quando considerados em conjunto, são relevantes para os nossos negócios em 31 de dezembro de 2017.

Trabalhistas	
Valores envolvidos	
Consolidado	R\$ 1.702.753
CPFL Paulista	R\$ 625.852
RGE	R\$ 507.902
CPFL Piratininga	R\$ 220.240
RGE Sul*	R\$ 252.791
CPFL Serviços	R\$ 32.732
CPFL Santa Cruz*	R\$ 40.760
CPFL Atende	R\$ 2.632
CPFL Geração	R\$ 1.223
Nect	R\$ 1.678
CPFL Renováveis	R\$ 16.932
Outros	R\$ 11
* entidades que sofreram processos de reestruturação societária	
Práticas do emissor ou de controlada que causaram respectiva contingência:	
Ações coletivas	Ações nas quais os ex-empregados buscam reintegração aos quadros da Companhia, em razão de suposta inobservância de condição de estabilidade, ou irregularidades na dispensa.
Acidentes	Ações que têm como causa de pedir acidentes de trabalho ocorridos na rede elétrica, envolvendo lesão, morte ou pagamento de pensão bem como doenças ocupacionais equiparadas a acidente de trabalho.
Equiparação salarial	Ações nas quais o reclamante pleiteia a igualdade salarial com outro colaborador em cargo superior, ou com mesmo cargo e

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

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

Cível (Acidentes / Eletroplessão)

Valores envolvidos

Consolidado	R\$ 247.876
RGE	R\$ 115.563
CPFL Paulista	R\$ 75.785
RGE Sul	R\$ 34.352
CPFL Piratininga	R\$ 18.208
CPFL Santa Cruz*	R\$ 3.968

* entidades que sofreram processos de reestruturação societária

Práticas do emissor ou de controlada que causaram tal contingência

Acidentes com lesão / acidentes com mortes e eletroplessão

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

Cível (Majoração Tarifária)

Valores envolvidos

Consolidado	R\$ 247.491
CPFL Paulista	R\$ 149.397
CPFL Piratininga	R\$ 88.093
RGE	R\$ 3.060
RGE Sul	R\$ 5.723
CPFL Santa Cruz*	R\$ 1.218

*entidades que sofreram processos de reestruturação societária

Prática do emissor ou de controlada que causou tal contingência.

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

Tributários

Valores envolvidos

Consolidado	R\$ 246.319
--------------------	--------------------

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

CPFL Renováveis	R\$ 246.319
Prática do emissor ou de controlada que causou tal contingência.	Cobrança do Imposto Sobre Serviços - ISS sobre Equipamentos durante a construção de parques eólicos.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto

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

	<u>Trabalhistas</u>	<u>Cível (Acidentes/ Eletrificação)</u>	<u>Cível (Majoração Tarifária)</u>	<u>Tributárias</u>
Consolidado	224.258	22.828	37.376	8.945
RGE Sul	73.636	1.391	5.264	-
CPFL Paulista	64.022	3.175	20.928	-
CPFL Piratininga	32.926	361	10.731	-
RGE	37.394	17.806	399	-
CPFL Santa Cruz*	9.238	95	54	-
CPFL Serviços	1.047	-	-	-
CPFL Geração	359	-	-	-
CPFL Atende	837	-	-	-
CPFL Energia	58	-	-	-
CPFL Brasil	467	-	-	-
Nect	138	-	-	-
CPFL Renováveis	4.090	-	-	8.945
Outras	46	-	-	-
Controladas em conjunto¹				
EPASA	1.337	-	-	-
Foz do Chapecó	681	-	-	-

*entidades que sofreram processos de reestruturação societária

¹ Valor da provisão nas empresas (sem considerar a participação societária), uma vez que estas não são consolidadas, conforme detalhado nas Demonstrações Financeiras de 2017.

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

A CPFL Energia possui uma Política de Gestão Corporativa de Riscos aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em julho de 2009, com atualizações em 2015 e 2016 e 2017, a qual é observada e integralmente cumprida pela Companhia..

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

A Companhia esclarece, ainda, que não adota o Código Brasileiro de Governança Corporativa e, consequentemente, não possui Código de Conduta ou Integridade instituído. Não obstante é importante esclarecer que todas as companhias do Grupo CPFL, atendem ao código de ética instituído e descrito abaixo.

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

A 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) Conselhos 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.

Nosso Código de Conduta Ética se encontra disponível em nosso website em <https://www.cpfl.com.br/institucional/etica-na-rede/o-codigo-de-etica/Paginas/default.aspx>. (Esse URL somente deve ser considerado como referência textual. Ele não tem o propósito de ser um hyperlink ativo em nosso website. As informações de nosso website, que podem ser acessadas por meio de hyperlink resultante dessa URL, não são e não devem ser consideradas como parte integrante do presente formulário).

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 são:

- Descumprimento dos termos dos contratos de concessão, autorizações ou permissões;
- Impossibilidade de repassar integralmente o custo de compra de energia elétrica ao consumidor e a necessidade de, para satisfazer à demanda, firmar contratos de curto prazo para aquisição de energia elétrica, a preços consideravelmente mais altos do que aqueles estabelecidos nos contratos de longo prazo;
- Riscos de exposição, no negócio de comercialização de energia, decorrente de posições de energia assumidas (comprado ou vendido) e variações de preço no mercado *spot*;

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

- Riscos inerentes à construção, ampliação e operação das instalações e equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- Impacto adverso na operação de desenvolvimento de negócios decorrente da não conclusão do programa de investimento proposto no cronograma previsto;
- Risco de as apólices de seguro contratadas não serem suficientes para cobrir totalmente as perdas decorrentes da responsabilidade por quaisquer perdas e danos decorrentes da prestação inadequada de serviços de energia elétrica;
- Comprometimento da capacidade de conduzir as atividades operacionais e realizar o pagamento dos financiamentos contratados em virtude do grau de endividamento e das obrigações de serviço de dívidas;
- Efeito adverso sobre os negócios e resultados operacionais de uma escassez de energia elétrica e do racionamento dela decorrente, a exemplo do ocorrido em 2001 e 2002;
- Risco de o nível de inadimplência dos consumidores afetar adversamente os negócios, resultados operacionais e/ou situação financeira;
- Aumento das taxas de juros praticadas pelo mercado e riscos cambiais;
- Risco regulatório;
- Aumento de obrigações e investimentos em decorrência de novas regulamentações ambientais ou de saúde; e
- Efeitos adversos de más condições hidrológicas sobre os resultados operacionais.

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

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

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

ii. os instrumentos utilizados para proteção

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

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

Outros instrumentos de proteção contratados pela Companhia e suas controladas são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

ajustes periódicos. Adicionalmente, a Companhia e suas controladas não realizam transações envolvendo derivativos de caráter especulativo.

iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

No Grupo CPFL, a gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração, assessorado pelo Comitê de Processo de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, o Conselho Fiscal, com funções de *Audit Committee*, a Diretoria Executiva, Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos e as áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos que descreve o modelo de gestão de riscos assim como as atribuições de cada agente.

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

Cabe aos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, em especial ao Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, 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 tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras aos quais o Grupo CPFL está exposto, tomar conhecimento dos relatórios da Auditoria Interna, dos auditores independentes e da controladoria, analisando as suas respectivas recomendações e pareceres bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles e recomendar mudanças, caso necessárias.

Nesse seu papel, a Diretoria Executiva da CPFL Energia cabe a condução dos negócios dentro dos limites de risco definidos, devendo esta tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição aos riscos exceda tais limites e reportar eventuais ultrapassagens ao Conselho de Administração da CPFL Energia, apresentando ações de mitigação.

A Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos no Grupo CPFL, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvam a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais o Grupo CPFL está exposto.

Realiza ainda, tanto revisões regulares como *ad hoc* para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias da Administração da CPFL Energia. A Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos é subordinada hierarquicamente ao Conselho de Administração.

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.

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 área de Excelência Empresarial, por meio da atuação da Coordenação de Controles Internos coordena os esforços de avaliação dos

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras no que compreende: (i) identificação dos principais processos de negócios, controles e riscos com influência nas demonstrações financeiras; (ii) autoavaliação da efetividade de processos e controles; (iii) testes de efetividade dos controles internos relevantes para as demonstrações financeiras, realizados com técnicas e padrões de auditoria; (iv) acompanhamento das implantações dos planos de ação e melhorias nos controles internos; (v) discussão com os executivos do emissor e reporte ao Conselho Fiscal, Conselho de Administração, Comitês de Assessoramento e outros fóruns de governança; (vi) gestão do sistema de avaliação dos controles internos (ferramenta tecnológica); e (vii) coordenação do processo de certificação ascendente, cujo procedimento de validação dos resultados dos controles internos sobre os relatórios financeiros, realizado de forma eletrônica, é iniciada pelos gestores concluindo-se pelo Vice-Presidente Financeiro e de relações com o mercado investidor (CFO) e pelo Presidente (CEO).

Os resultados dos trabalhos desempenhados dão subsídio ao presidente (CEO) e ao vice-presidente financeiro e de relações com o mercado investidor (CFO) 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 o 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 e Riscos Corporativos, subordinada hierarquicamente ao Conselho de Administração, que através da execução do seu Plano Anual de Auditoria, acompanha e monitora a execução das práticas, políticas e procedimentos vigentes na Companhia.

A Companhia entende que todos os órgãos e procedimentos estabelecidos pelo Grupo CPFL são adequados para mitigar e controlar eventuais riscos. Além disso, a estrutura operacional dos órgãos de gerenciamento de riscos, liderada pela Área de Excelência empresarial, está sempre atualizando os procedimentos de controles internos, a fim de se manter em conformidade com os padrões estabelecidos pelo mercado.

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

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

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

A CPFL Energia possui uma Política de Gestão Corporativa de Riscos aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em julho de 2009, com atualizações em 2015, 2016 e 2017.

Todos os principais riscos aos quais a Companhia está exposta são consolidados nesta política, representados no Mapa Corporativo de Riscos. A política prevê modelos, indicadores e limites de exposição aos riscos, aprovados pelo Conselho de Administração, bem como detalha o tratamento a ser dispensado e reportes necessários em caso de extrapolação das referências de risco. Além disso, aborda a estrutura de gerenciamento de riscos da Companhia, com definição de papéis e responsabilidades, a qual é melhor detalhada nos itens (5.1 b iii) e (5.2 b vi) deste formulário.

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

i. riscos de mercado para os quais se busca proteção

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

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

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

1. Risco de Mercado de Energia

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

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

2. Risco de Crédito:

Para o segmento de distribuição, cujo mercado é pulverizado, a proteção ao risco de crédito é feita mediante monitoramento da inadimplência, ações de cobrança, negativação e corte no fornecimento de energia de clientes inadimplentes. No que tange os segmentos de Geração, Comercialização e Serviços, a proteção ocorre através da exigência de garantias financeiras.

3. Risco de Juros e Câmbio:

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

Com relação ao risco cambial, a exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está substancialmente coberta por operações financeiras de swap, o que permitiu à Companhia e suas controladas trocarem os riscos originais da operação para o custo relativo à variação do CDI. A exposição relativa à receita da ENERCAN foi protegida com a contratação de instrumento financeiro do tipo zero cost collar, descrito em nossas demonstrações financeiras. Ainda, o mecanismo de compensação - CVA protege as controladas de distribuição de eventuais perdas econômicas relativas à possível variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu.

Com relação ao risco de taxas de juros, as controladas têm buscado aumentar a participação de empréstimos pré-indexados ou atrelados a indicadores com menores taxas e baixa flutuação no curto e longo prazo. Adicionalmente, o risco da alta de taxa de juros pode ser parcialmente compensado pela posição de ativos financeiros da concessão indexada ao IPCA.

4. Risco Regulatório:

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

5. Risco de Aceleração de dívidas

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

Além disso, a Companhia e suas controladas atendem aos requisitos da Lei *Sarbanes-Oxley* tendo, portanto, políticas internas de controles que primam por um ambiente rígido de controle para a minimização da exposição aos riscos relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras.

ii. a estratégia de proteção patrimonial (hedge);

A Companhia e suas controladas possuem política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização dos instrumentos derivativos. A Companhia e suas controladas possuem *hedge* cambial em volume compatível com a exposição cambial líquida, incluindo todos os ativos e passivos atrelados à variação cambial.

iii. os instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge);

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia e suas controladas são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. A Companhia e suas controladas não realizam transações envolvendo derivativos de caráter especulativo. Adicionalmente, a controlada CPFL Geração contratou, em 2015, derivativo do tipo *zero-cost collar* (vide nota 33 b.1 das nossas demonstrações financeiras).

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

iv. os parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos;

Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela administração, a Companhia e suas controladas utilizam-se de sistema de *software* (Luna e Bloomberg), tendo condições de calcular o *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, e avaliar os riscos aos quais a Companhia e suas controladas estão expostas. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia e controladas suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia e suas controladas têm a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a administração considera como risco. Adicionalmente, o Grupo não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

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

O risco de inadimplência é acompanhado através do aging list do “contas a receber” e da evolução da Provisão para Devedores Duvidosos.

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

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

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

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

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

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

Vide 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.

Vide item 5.1.(c) deste Formulário de Referência.

5.3 - Descrição dos controles internos

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

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

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

Baseada nesses critérios de avaliação, nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017 são eficazes.

Controles Internos de Informações Financeiras

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

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

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

A eficácia dos controles internos sobre o processo de elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do período findo em 31 de dezembro de 2017 foi auditada pela KPMG, uma companhia de auditores independentes, conforme declarado em seu relatório.

b) as estruturas organizacionais envolvidas

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

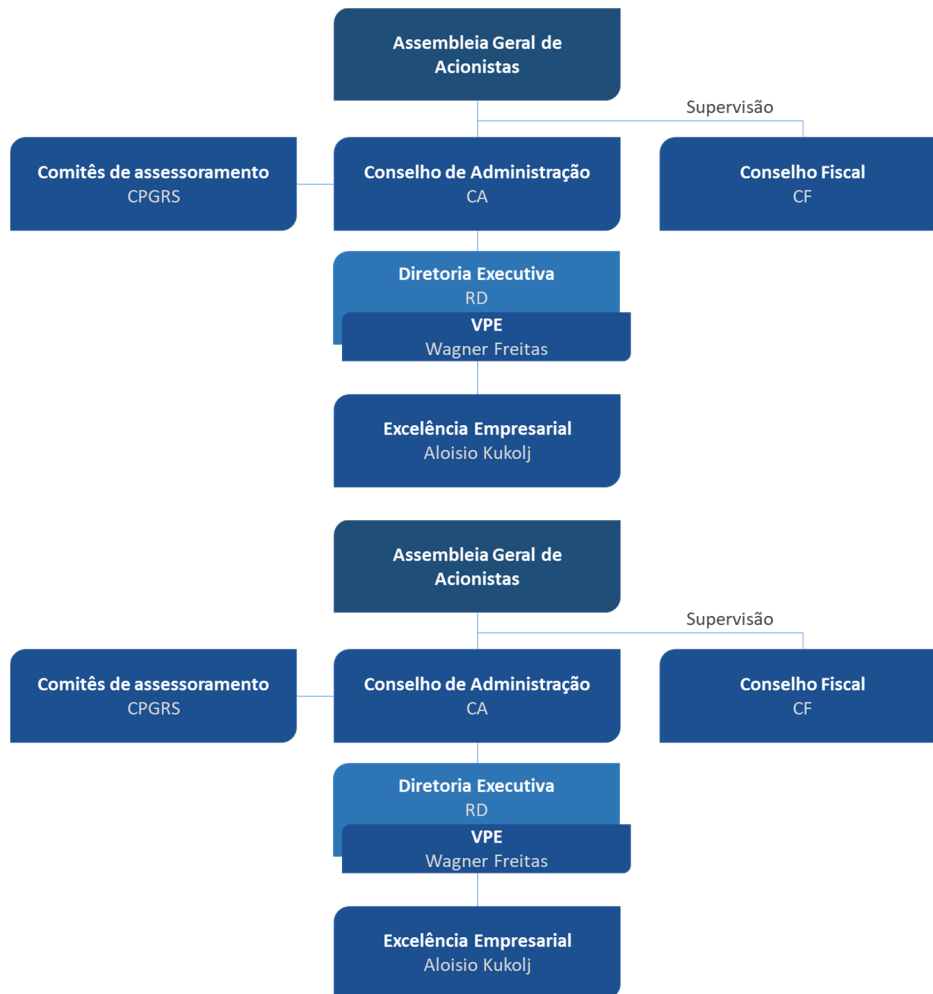
A área de Excelência Empresarial é responsável pelo processo anual de avaliação e certificação dos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras.

Os resultados obtidos dão subsídio à Presidência (CEO) e à Vice-Presidência Financeira e de Relações com Investidores (CFO) para atestarem sua responsabilidade sobre a efetividade do ambiente de controles internos, conforme requerido pelas seções 302 e 404 da lei Sarbanes-Oxley, ao qual o emissor (CPFL Energia) está sujeito por ser uma empresa listada na NYSE (*New York Stock Exchange*).

5.3 - Descrição dos controles internos

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

As estruturas organizacionais envolvidas estão representadas na figura abaixo:



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

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

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

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

5.3 - Descrição dos controles internos

Ao Conselho Fiscal da CPFL Energia compete:

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

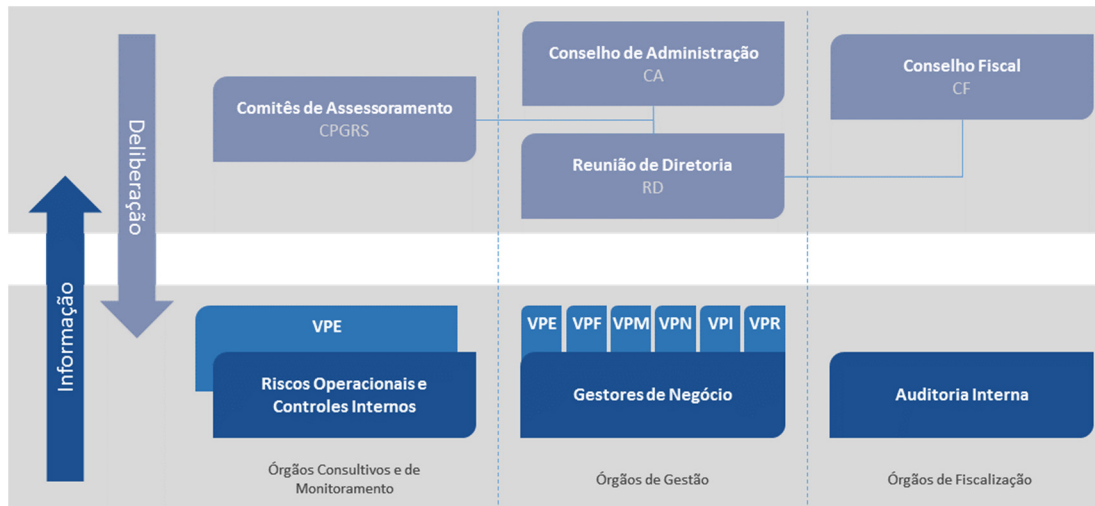
À Diretoria Executiva da CPFL Energia compete:

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

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

Esta governança pode ser ilustrada pela figura abaixo:

5.3 - Descrição dos controles internos



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, nossa Administração atualmente não tem conhecimento de 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 2017.

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

Não é de conhecimento de nossa Administração 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 2017. Ainda assim, as demais deficiências identificadas são encaminhadas aos diretores responsáveis para definição dos planos de ação. Tanto a Coordenação de Controles Internos, como a Gerência de *Compliance*, Auditoria Interna e Riscos Corporativos realizam o acompanhamento e verificação do atendimento do plano de ação ao longo do exercício fiscal. A Comunicação de Deficiências de Controles Internos, emitida pelos Auditores Independentes, é anualmente arquivada no órgão regulador, ANEEL. Os status dos planos de ação são acompanhados por nosso Conselho Fiscal, órgão independente da Administração e da auditoria externa, que desempenha as funções do Comitê de Auditoria.

5.4 - Programa de Integridade

5.4 Em relação aos mecanismos e procedimentos internos de integridade adotados pelo emissor para prevenir, detectar e sanar desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, nacional ou estrangeira, informar:

a) Se o emissor possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:

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

Um dos mecanismos de integridade refere-se ao Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética – SGDE que é composto por 7 elementos, os quais são:

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

Em abril de 2014, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a Política Anticorrupção da CPFL Energia (Ata RCA aprovação Política Anticorrupção - item vii) e sua publicação no sistema de gerenciamento eletrônico de documentos da empresa ocorreu no mês seguinte, mediante aprovação do Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores (GED 16.027 Anticorrupção). Este documento é aplicável a todas as empresas do Grupo CPFL que sejam abrangidas pelo Código de Conduta Ética.

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.

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,

5.4 - Programa 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

Em 2002, começou a ser desenvolvido o Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética (SGDE) que contempla os setes elementos citados/mencionados acima, desta maneira, podemos destacar a nova versão do Código de Conduta Ética aprovado pela Diretoria Executiva da CPFL Energia em dezembro de 2015 (RD nº 2015135-E – Alteração do Código de Ética e Conduta Empresarial e Reestruturação do Sistema de Ética). As propostas constantes dessa RD foram aprovadas pelo Conselho de Administração da CPFL na 283ª. Reunião do Conselho de Administração, realizada em 27 de janeiro de 2016 (Sumário das Deliberações da 283ª Reunião do Conselho de Administração-RCA – 27 jan 2016). Em nossa diretriz nº 34 Comitê de Ética e Conduta Empresarial (Comitê) refere-se:

- a) O número de membros será definido pelo Conselho de Administração da CPFL;
- b) De acordo com a proposta da Diretoria Executiva, aprovada pelo Conselho de Administração, o Comitê será composto por Diretores Vice-presidentes e, ao menos, por um membro externo ao quadro de profissionais da CPFL, com mandato de dois anos, sendo permitida a recondução. O auditor interno participará como ouvinte do Comitê;
- c) O Comitê será dirigido por um presidente e por um vice-presidente, a quem cabe substituir o presidente em caso de ausência ou impedimento, sendo ambos indicados dentre os profissionais da CPFL escolhidos para participar do Comitê; 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.

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

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

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

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

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

Eventualmente, são estabelecidas estratégias de comunicação com finalidades específicas, tais como o Plano de Comunicação de Implantação da versão revisada do Código de Conduta Ética e da Reestruturação do SGDE em 31 de agosto de 2016. A preparação desse Plano aconteceu no primeiro semestre de 2016 e foi acompanhada a cada dois meses nas reuniões conjuntas do Comitê de Processos de Gestão, de assessoramento ao Conselho de Administração; do Conselho Fiscal e em reportes à Diretoria Executiva.

Divulgação de mensagem do Presidente da CPFL Energia e dos Membros do Comitê de Ética e Conduta Empresarial a todos os profissionais do Grupo. O vídeo está disponível na intranet, acessível para os profissionais do Grupo CPFL.

5.4 - Programa de Integridade

Realização de workshops e eventos de divulgação e discussão sobre a importância da integridade e da ética para a CPFL, e sobre as diretrizes éticas da CPFL. Em 2017 realizamos 10 treinamentos referente ao tema da 1ª Linha de Defesa (Auditoria, Riscos, Compliance e Ética).

Adicionalmente é importante ressaltar que todos novos colaboradores em sua integração contam com o treinamento obrigatório de Ética 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.

- **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 denunciadores de boa-fé**

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

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

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

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

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

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 (2017), não houve alterações significativas nos riscos acompanhados. Entretanto, alguns pontos continuam sendo monitorados devido ao nível de exposição.

As expectativas quanto à assertividade do nível de contratação das distribuidoras foram prejudicadas devido à desaceleração da economia brasileira, responsável por variações significativas na demanda por energia. Caso nossa previsão de demanda se mostre incorreta e compremos 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 sermos forçados a acessar o mercado spot para compra ou venda da energia a preços substancialmente maiores ou menores do que aqueles celebrados em contratos de longo prazo. A CPFL tem participado dos mecanismos regulatórios disponíveis para mitigação do risco de Sub/Sobrecontratação e tem acompanhado possíveis alterações regulatórias que, de alguma forma, possam impactar este risco.

Embora a Companhia trabalhe com mecanismos de mitigação do risco de crédito, há uma expectativa de possibilidade de aumento deste risco em função dos seguintes fatores: (i) desaceleração da economia em 2016 e tímida recuperação em 2017; (ii) piora dos indicadores macroeconômicos; (iii) aumento das tarifas de energia; e (iv) perspectivas de manutenção da recuperação lenta da economia até o fim de 2017. A Companhia entende que estes fatores podem piorar a capacidade de pagamento dos nossos consumidores e contrapartes.

Adicionalmente, a Companhia considera que os fatores econômicos supracitados podem gerar um aumento de exposição ao risco com fornecedores dada a possibilidade de deterioração financeira dos mesmos.

Quanto a alterações na Política de Riscos, o Conselho de Administração da CPFL aprovou as atualizações na Política de Gestão Corporativa de Riscos em 2015, 2016 e 2017 conforme mencionado nos itens 5.1.(a) e 5.2.(a). As alterações realizadas objetivaram refletir os avanços do Modelo de Gerenciamento de Riscos da Companhia. Dentre as principais modificações, destacam-se:

- Atualização da estrutura organizacional: a Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos foi descontinuada e o processo de gestão de riscos corporativos migrou para a Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos;
- Atualização do modelo de governança da gestão de riscos corporativos, com a descontinuação do Comitê Executivo de Riscos; e
- Atualização 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.

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

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM

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

6.3 - Breve histórico

6.3 Breve histórico do emissor

CPFL Energia

Em março de 1998, houve a constituição da CPFL Energia (anteriormente denominada "Draft II") pela VBC, 521 Participações e Bonaire, que foi criada com a finalidade de obter financiamento para a CPFL Paulista, visando consolidar os interesses dos investidores em companhias de geração e distribuição de energia elétrica.

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

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

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

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

Em 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 Companhia, representativas de 40,12% do capital social da Companhia. A State Grid passou a deter, em conjunto com a ESC Energia S.A., 94,75% do capital social total da Companhia.

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

- Em setembro de 1998 adquiriu a CPFL Piratininga, outrora denominada Bandeirante de Energia – EBE, através da Draft I Participações, controlada integral da CPFL Paulista;
- Em Novembro de 2000 adquiriu, parte do capital social da CERAN – Companhia Energética Rio das Antas através da CPFL Geração;
- Em julho de 2001 adquiriu a RGE através da CPFL Paulista;
- Em março de 2002 adquiriu parte do capital social da Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó") e da Campos Novos Energia S.A., assim como a totalidade da participação da VBC Participações no capital social da Barra Grande Energia S.A. ("BEGESA"), que detinha participação na Energética Barra Grande S.A. ("BAESA");, através da CPFL Geração;
- Em agosto de 2002 constituiu a CPFL Brasil;
- Em janeiro de 2005 adquiriu a Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional") através da CPFL Brasil;

6.3 - Breve histórico

- Em maio de 2006, adquiriu as empresas das empresas Ipê Energia Ltda., PSEG Brasil Ltda. e PSEG Trader S.A., posteriormente denominadas, respectivamente, CPFL Serra Ltda. ("CPFL Serra"), CPFL Missões Ltda. ("CPFL Missões") e CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul"), através da RGE.
- Em outubro de 2006 adquiriu a Companhia Luz e Força Santa Cruz ("Santa Cruz") através Nova 4 Participações Ltda.;
- Em 2007, através da Perácio, adquiriu a CMS Energy Brasil S.A. ("CMS"), a qual era uma holding que possuía as controladas CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado Energia"), CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto"), CPFL Serviços e CPFL Jaguari Geração.
- Em novembro de 2007 constituiu a Nect, outrora denominada Chumpitaz Participações S.A.
- Em agosto de 2008 constituiu a CPFL Atende;
- Em 2008 adquiriu a CPFL Bioenergia S.A. através da CPFL Geração;
- Em setembro de 2009 adquiriu as empresas Santa Clara I – Energias Renováveis Ltda., Santa Clara II Energias Renováveis Ltda., Santa Clara III Energias Renováveis Ltda., Santa Clara IV Energias Renováveis Ltda., Santa Clara V Energias Renováveis Ltda., Santa Clara VI Energias Renováveis Ltda., Eurus VI Energias Renováveis Ltda., através da CPFL Geração e Centrais Elétricas da Paraíba S.A. (EPASA) através da CPFL Geração;
- Em outubro de 2009 adquiriu a CPFL Bio Formosa através da CPFL Brasil;
- Em 2010 adquiriu a CPFL Bio Buriti, a CPFL Bio Ipê e a CPFL Bio Pedra através da CPFL Brasil;
- Em abril de 2010 adquiriu a CPFL Bio Anicuns S.A. e a CPFL Bio Itapaci S.A. pela CPFL Brasil;
- Em julho de 2011 adquiriu a CPFL Renováveis através da CPFL Brasil e CPFL Geração;
- Em dezembro de 2011, concluiu a aquisição da Santa Luzia Energética S.A. ("Santa Luzia") através da CPFL Renováveis;
- Em março de 2012, concluiu a aquisição da Atlântica I Parque Eólico S.A., Atlântica II Parque Eólico S.A., Atlântica IV Parque Eólico S.A. e Atlântica V Parque Eólico S.A. ("Complexo Atlântica") através da CPFL Renováveis;
- Em junho de 2012, concluiu a aquisição da BVP S.A., sociedade controladora da Bons Ventos Geradora de Energia S.A. através da CPFL Renováveis;
- Em dezembro de 2012 constituiu a CPFL Transmissão Piracicaba S.A ("CPFL Transmissão") através da CPFL Geração;
- Em julho de 2013 adquiriu a CPFL Centrais Geradoras;
- Em 2013 constituiu a CPFL Eficiência Energética;
- Em fevereiro de 2014, concluiu a aquisição da Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A. através da CPFL Renováveis;
- Em 2014 foi constituída a CPFL Brasil Varejista;
- Em setembro de 2014 foi constituída a Authi;
- Em janeiro de 2015 constituiu a CPFL Transmissão Morro Agudo através da CPFL Geração;

6.3 - Breve histórico

- Em agosto de 2015 foi contituida a CPFL GD S.A.;
- Em 31 de outubro de 2016 foi concluída a aquisição da RGE Sul Distribuidora de Energia, através da CPFL Jaguariúna.
- Em 15 de dezembro de 2017, a administração da RGE Sul e sua controladora CPFL Jaguariúna Participações Ltda., CPFL Jaguariúna, aprovaram a incorporação da CPFL Jaguariúna na RGE Sul. Em decorrência dessa fusão, a CPFL Jaguariúna foi dissolvida.

A CPFL Energia incorporou a totalidade das ações de titularidade de acionistas não controladores, das seguintes empresas (i) CPFL Geração em junho de 2005, (ii) CPFL Paulista e CPFL Piratininga em novembro de 2005, (iii) RGE em dezembro de 2007, e (iv) CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa, CPFL Jaguari de Geração, CPFL Serviços e CPFL Santa Cruz (anteriormente detidas pelas CPFL Jaguariúna) em abril de 2010.

CPFL Paulista

A constituição do grupo CPFL Energia remonta à fundação da CPFL Paulista em 1912, como resultado da fusão de quatro pequenas empresas de energia sob controle privado nacional. Em 1964, passou ao controle da Eletrobrás, do governo federal, permanecendo até 1975, quando foi transferida ao controle da Companhia Energética de São Paulo ("Cesp"), do Governo do Estado de São Paulo.

Em novembro de 1997, foi realizado na B3 (à época denominada BM&FBOVESPA) o leilão de desestatização da CPFL Paulista. Seu controle acionário foi adquirido pela DOC 4 Participações S.A. ("DOC 4"), empresa controlada pelos acionistas VBC Energia S.A. ("VBC"), 521 Participações S.A. ("521 Participações") e Bonaire Participações S.A. ("Bonaire").

Em dezembro de 1999, a DOC 4 foi incorporada pela CPFL Paulista. Desta forma, a DOC4 foi extinta e seus acionistas passaram a participar diretamente do capital social da CPFL Paulista.

Em setembro de 2000, os acionistas da CPFL Paulista deliberaram a separação das atividades de geração e de distribuição de energia elétrica, que passaram a ser desenvolvidas por sociedades distintas (respectivamente, CPFL Geração e CPFL Paulista). Em agosto de 2002 ocorreu uma reestruturação no Grupo CPFL, que resultou na transferência de todos os ativos que os acionistas controladores detinham na CPFL Paulista para a CPFL Energia, conforme já apontado acima. Em novembro de 2005, foi aprovada uma reestruturação societária envolvendo a CPFL Paulista, a qual foi dividida em duas etapas: incorporação de ações da CPFL Piratininga pela CPFL Paulista; e posteriormente, incorporação das ações detidas pelos acionistas minoritários da CPFL Paulista para a CPFL Energia. Como consequência dessa operação, a CPFL Paulista passou a ser uma subsidiária integral da CPFL Energia.

Dentre outros eventos, a CPFL Paulista adquiriu, em julho de 2001, o controle acionário da RGE. Em março de 2007, a CPFL Paulista teve o seu capital social reduzido, em razão do que a participação até então detida pela CPFL Paulista na RGE foi transferida para a CPFL Energia, tornando-se a RGE uma subsidiária integral da CPFL Energia. A CPFL Paulista é uma companhia aberta registrada na categoria B.

Mais informações sobre o histórico da CPFL Paulista, disponíveis em seu Formulário de Referência.

CPFL Piratininga

A CPFL Piratininga foi constituída em 14 de dezembro de 2000. Em setembro de 1998, o Governo do Estado de São Paulo, através de leilão público de privatização, transferiu o controle acionário da Empresa Bandeirante de Energia – EBE ("Bandeirante") para os grupos Energia Paulista Ltda. – ENERPAULO e Draft I Participações S.A. – ("Draft I Participações"), controlada integral da CPFL Paulista.

Em outubro de 2001, foi realizada a cisão parcial da Bandeirante, cuja parcela cindida foi incorporada pela CPFL Piratininga. Após a efetivação da cisão, os controladores da antiga Bandeirante permutaram a totalidade de suas ações. Com isso, a Draft I Participações passou a participar somente do capital social da CPFL Piratininga. Em novembro de 2004, a controladora Draft I Participações foi incorporada

6.3 - Breve histórico

na CPFL Piratininga, em razão do que a CPFL Paulista passou a deter participação diretamente no capital social da CPFL Piratininga. Conforme indicado anteriormente neste Formulário de Referência, por meio de reestruturações societárias conduzidas em 2005 e 2006, a CPFL Piratininga passou a ser uma subsidiária integral da CPFL Energia. A CPFL Piratininga é uma companhia aberta registrada na categoria B.

Mais informações sobre o histórico da CPFL Piratininga, disponíveis em seu Formulário de Referência.

CPFL Geração

Como consequência da cisão da CPFL Paulista, já mencionada anteriormente, a parcela cindida correspondente à atividade de geração de energia elétrica foi incorporada pela CPFL Geração, cujas ações foram distribuídas aos acionistas da CPFL Paulista, na proporção de suas participações na mesma. Em dezembro de 2001, a VBC capitalizou a participação por ela detida na Semesa na CPFL Geração, que passou a deter o controle societário da Semesa. Conforme já retratado, em agosto de 2002, a CPFL Energia tornou-se a acionista controladora da CPFL Geração. Em março de 2007, foi aprovada a incorporação da CPFL Centrais Elétricas e da Semesa pela CPFL Geração, que deixou de atuar como *holding*, passando a atuar como concessionária do serviço público de geração de energia elétrica.

Conforme será melhor retratado no item "CPFL Renováveis", a CPFL Geração adquiriu, em agosto de 2011, por meio de operação envolvendo reestruturação societária, participação na CPFL Renováveis, tendo aumentado a sua participação nessa companhia em 2013, mediante a incorporação da participação até então detida pela CPFL Brasil, incorporação essa que teve como objetivo tornar a CPFL Brasil exclusivamente uma unidade de negócio de comercialização de energia, e a CPFL Geração exclusivamente uma gestora de participações societárias em empreendimentos de geração de energia.

Dentre outros eventos, a CPFL Geração adquiriu ou constituiu as seguintes empresas: (i) adquiriu, em novembro de 2000, parte do capital social da CERAN – Companhia Energética Rio das Antas; (ii) adquiriu, em março de 2002, parte do capital social da Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó") e parte do capital social da Campos Novos Energia S.A., assim como a totalidade da participação da VBC Participações no capital social da Barra Grande Energia S.A. ("BEGESA"), que detinha participação na Energética Barra Grande S.A. ("BAESA"). Com relação à sua participação na Foz do Chapecó, a CPFL Geração passou, após determinadas reestruturação societárias, a deter participação indireta, por meio da Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense Geração"); (iii) adquiriu, em 2008, uma sociedade, à época não operacional, que se tornou a CPFL Bioenergia S.A. ("CPFL Bioenergia"), a qual foi transferida para a CPFL Renováveis, em agosto de 2011; (iv) adquiriu, em setembro de 2009, as empresas Santa Clara I – Energias Renováveis Ltda., Santa Clara II Energias Renováveis Ltda., Santa Clara III Energias Renováveis Ltda., Santa Clara IV Energias Renováveis Ltda., Santa Clara V Energias Renováveis Ltda., Santa Clara VI Energias Renováveis Ltda., e Eurus VI Energias Renováveis Ltda., todas sociedades de quotas de responsabilidade limitada, com o objetivo de investirem e atuarem como produtores independentes de energia elétrica a partir de fontes alternativas, predominantemente a eólica, as quais foram transferidas para a CPFL Renováveis em agosto de 2011; (v) adquiriu, em setembro de 2009, a Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA"), uma sociedade por ações de capital fechado, que tem como objetivo desenvolver, implementar, operar e explorar 2 (duas) usinas termelétricas, denominadas "UTE Termoparaíba" e "UTE Termonordeste", ambas movidas a óleo combustível; (vi) adquiriu, em 16 de julho de 2010, as empresas Campos dos Ventos I Energias Renováveis S.A., Campos dos Ventos II Energias Renováveis S.A., Campos dos Ventos III Energias Renováveis S.A., Campos dos Ventos IV Energias Renováveis S.A., Campos dos Ventos V Energias Renováveis S.A. e Eurus V Energias Renováveis S.A., para atuarem como produtores independentes de energia elétrica a partir de fontes alternativas, predominantemente a eólica, as quais foram transferidas para a CPFL Renováveis, em agosto de 2011; e (vii) adquiriu, em dezembro de 2012, participação em uma sociedade, à época não operacional, que se tornou a CPFL Transmissão Piracicaba S.A ("CPFL Transmissão").

Em 19 de abril de 2011, a CPFL Geração, em conjunto com a CPFL Brasil e ERSA – Energias Renováveis S.A. ("ERSA"), celebraram um Acordo de Associação dos quais decidiram unir ativos e projetos de energia renovável detidos por CPFL e ERSA no Brasil, assim considerados Parques Eólicos, Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCHs") e usinas termelétricas a biomassa. Mais informações no item "CPFL Renováveis".

6.3 - Breve histórico

Em 30 de setembro de 2015, por meio de Assembleia Geral Extraordinária, os nossos acionistas aprovaram uma reestruturação interna, por meio da qual transferiram as plantas de Macaco Branco e Rio de Peixe da controlada CPFL Centrais Geradoras. para a controlada CPFL Geração, em troca de novas ações de emissão da CPFL Geração a valor contábil.

A CPFL Geração é uma companhia aberta registrada na categoria B. Mais informações sobre o histórico da CPFL Geração, disponíveis em seu Formulário de Referência.

RGE

A RGE é fruto de modificações no setor elétrico na década de 1990. A RGE é uma concessionária de distribuição de energia elétrica constituída em 1997. Em abril de 2001, a CPFL Paulista adquiriu da Serra Mesa e da 521 Participações o controle acionário da RGE. Em maio de 2006, a RGE assinou com o Grupo PSEG, um contrato de compra das ações das empresas Ipê Energia Ltda., PSEG Brasil Ltda. e PSEG Trader S.A., posteriormente denominadas, respectivamente, CPFL Serra Ltda. ("CPFL Serra"), CPFL Missões Ltda. ("CPFL Missões") e CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul"). O principal ativo detido pela CPFL Serra era representado pela participação na RGE e na Sul Geradora. Com a aquisição dessas empresas, a CPFL Energia passou a deter participação (i) na RGE, por meio da CPFL Paulista e da CPFL Serra, e (ii) na Sul Geradora, por meio da CPFL Brasil e da CPFL Serra. Em dezembro de 2007, na sequência de várias operações societárias de descruzamento societário, incluindo a incorporação da CPFL Serra, e de uma operação de incorporação de ações de acionistas minoritários, a CPFL Energia passou a deter 100% do capital social da RGE, que passou a ser uma subsidiária integral da CPFL Energia. A RGE é uma companhia aberta registrada na categoria B.

Mais informações sobre o histórico da RGE, disponíveis em seu Formulário de Referência.

CPFL Brasil

Em agosto de 2002, foi criada a CPFL Comercialização Brasil – ("CPFL Brasil"), com a finalidade de fornecer energia elétrica às distribuidoras controladas da CPFL Energia, e comercializar e gerir energia no ambiente de contratação livre.

Dentre outros eventos, a CPFL Brasil adquiriu ou constituiu as seguintes empresas (i) adquiriu, em janeiro de 2005, a Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional"); (ii) constituiu a CPFL Bio Formosa Ltda. (à época, CPFL Bio Formosa S.A. - "CPFL Bio Formosa"), em outubro de 2009, (iii) constituiu, CPFL Bio Buriti Ltda. (à época, CPFL Bio Buriti S.A. - "CPFL Bio Buriti"), a CPFL Bio Ipê Ltda. (à época, CPFL Bio Ipê S.A. - "CPFL Bio Ipê") e a CPFL Bio Pedra Ltda. (à época, CPFL Bio Buriti S.A. - "CPFL Bio Pedra"), as quais foram transferidas à CPFL Renováveis em 2011; (iv) conforme será melhor retratado no item "CPFL Renováveis", a CPFL Brasil adquiriu, em agosto de 2011, por meio de operação envolvendo reestruturação societária, participação na CPFL Renováveis, participação essa que foi posteriormente incorporada pela CPFL Geração; e (v) constituiu, em abril de 2010, a CPFL Bio Anicuns S.A. e a CPFL Bio Itapaci S.A.

Em 2012, a CPFL Bio Anicuns S.A. foi transformada, passando a ser denominada CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. ("CPFL Total"). Já a CPFL Itapaci teve a sua denominação alterada para CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom"). Em outubro de 2012, foi aprovada a cisão parcial da CPFL Brasil, que acarretou: (i) na transferência, para a CPFL Serviços, dos bens, direitos e obrigações do negócio de autoprodução; e (ii) no aumento da participação da CPFL Energia no capital social da CPFL Total.

CPFL Jaguarí "CPFL Santa Cruz"

Em novembro de 2017 a ANEEL autorizou o agrupamento das distribuidoras de energia elétrica Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguarí de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa. A partir de 1 de janeiro de 2018 as operações destas controladas passaram a ser somente pela Companhia Jaguarí de Energia, cujo nome fantasia passou a ser "CPFL Santa Cruz". Esta operação foi aprovada pelas Assembleias Gerais Extraordinária ("AGE") realizadas em 31 de dezembro de 2017 nas empresas agrupadas.

6.3 - Breve histórico

CPFL Santa Cruz

Em outubro de 2006, a Nova 4 Participações Ltda. ("Nova 4"), empresa controlada pela CPFL Energia, celebrou com a Companhia Brasileira de Alumínio um contrato de compra e venda de ações, a partir do qual adquiriu o capital social da Companhia Luz e Força Santa Cruz ("Santa Cruz"). Em outubro de 2007 a Nova 4 foi incorporada pela CPFL Santa Cruz e a CPFL Energia passou a deter diretamente participação no capital social da CPFL Santa Cruz.

CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, Paulista Lajeado Energia, CPFL Planalto, CPFL Serviços, CPFL Jaguari Geração e CPFL Jaguariúna

Conforme já descrito anteriormente, em 2007, a Perácio adquiriu ações da CPFL Jaguariúna, a qual era uma *holding* que atuava nos segmentos de distribuição, geração, comercialização e prestação de serviços especializados de energia elétrica, por meio de suas controladas CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado Energia"), CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto"), CPFL Serviços e CPFL Jaguari Geração. Em razão de reestruturações societárias conduzidas em 2009, a CPFL Energia passou a deter diretamente todos os investimentos anteriormente detidos pela CPFL Jaguariúna.

Em outubro de 2016, a CPFL Jaguariúna adquiriu da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. 100% do controle acionário da RGE Sul.

Em dezembro de 2017, a CPFL Jaguariúna foi incorporada pela RGE Sul. A CPFL Jaguariúna foi extinta, passando a RGE Sul a condição de sucessora dos seus bens, direitos e obrigações.

Em dezembro de 2017 foi efetuado agrupamento das distribuidoras de energia elétrica Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa (vide CPFL Jaguari "CPFL Santa Cruz" acima),

CPFL Atende

Em agosto de 2008, a CPFL Energia constituiu a empresa CPFL Atende, que tem como objeto a prestação de serviços de tele atendimento em geral, especialmente de atendimento ao consumidor devendo ser realizadas atividades próprias de centros de recepção de chamadas e respostas a chamadas de clientes para atendimento com operadores humanos e atendimento eletrônico – URA.

NECT

Em novembro de 2007, a CPFL Energia constituiu a Chumpitaz Participações S.A. com objetivo principal a prestação de serviços de apoio técnico, administrativo, comercial e demais serviços de suporte às atividades empresariais especialmente relacionadas às rotinas de gestão de recursos humanos, serviços gerais, infraestrutura administrativa, suprimentos, logística, recebimento fiscal, contabilidade e finanças, mediante a implantação e operação de uma central de serviços compartilhados, a qual foi transformada em sociedade por ações para sociedade limitada passando de Chumpitaz Serviços S.A. para Nect Serviços Administrativos Ltda. em fevereiro de 2012.

CPFL Renováveis

A CPFL Renováveis foi constituída, em outubro de 2006, por Pátria - Banco de Negócios, Assessoria, Gestão e Participação Ltda., tendo, no decorrer de sua existência, agregado outros acionistas. O ingresso do Grupo CPFL na CPFL Renováveis se deu em razão de um Acordo de Associação firmado, em abril de 2011, entre, de um lado, a CPFL Energia e suas controladas CPFL Geração e CPFL Brasil, e, de outro, os acionistas da CPFL Renováveis (denominada, à época, ERSA Energias Renováveis S.A.).

No âmbito de tal Acordo de Associação, acordou-se a reunião dos ativos e projetos de energia renovável detidos pela CPFL Geração, pela CPFL Brasil e pela CPFL Renováveis no Brasil, assim considerados parques eólicos, PCHs e usinas termelétricas a biomassa. Em linhas gerais, a associação compreendeu as seguintes etapas: a CPFL Geração comprometeu-se a realizar a segregação das PCHs que compunham seu patrimônio e estavam sob sua operação, transferindo tais ativos para sociedades específicas sob o seu controle direto, (as "Sociedades PCH"); a CPFL Geração e a CPFL Brasil passaram a integrar uma nova sociedade *holding*: Smita Empreendimentos e Participações S.A. (a "SMITA"), para a qual transferiram todos os seus empreendimentos de energia renovável, inclusive as Sociedades PCH;

6.3 - Breve histórico

em agosto de 2011 a CPFL Renováveis incorporou a SMITA, de forma que a CPFL Geração e a CPFL Brasil passaram a integrar o bloco de controle da CPFL Renováveis, como acionistas majoritárias; e a alteração da denominação da CPFL Renováveis, de ERSA Energias Renováveis S.A. para CPFL Energias Renováveis S.A.

Ainda em abril de 2011, a CPFL Brasil, celebrou um contrato de compra e venda para, dentre outras matérias, adquirir 100% das ações da Jantus SL ("Jantus"), cujos direitos e obrigações foram posteriormente cedidos pela CPFL Brasil para a CPFL Renováveis. Em dezembro de 2011, a CPFL Renováveis concluiu a aquisição de 100% do capital social da Jantus e, conseqüentemente, passou a indiretamente deter a totalidade do capital da SIIF Énergies do Brasil Ltda. e da SIIF Desenvolvimento de Projeto de Energia Eólica Ltda. (em conjunto "SIIF"), as quais possuíam quatro parques eólicos em operação no Estado do Ceará e um portfólio de projetos eólicos. Conforme já descrito anteriormente, por meio de reestruturação societária, a CPFL Brasil transferiu, para a CPFL Geração, a totalidade da participação que detinha na CPFL Renováveis. Mais informações disponíveis sobre essa reestruturação estão previstas nas Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2013, nota explicativa 12.2.

Em julho de 2013, a CPFL Renováveis deu início à sua Oferta Pública Inicial de Ações ordinárias, a qual foi concluída em agosto de 2013. Como consequência da Oferta, a CPFL Geração, teve a sua participação na CPFL Renováveis diluída de 63% para 58,84%. Desde que se tornou parte do Grupo CPFL, a CPFL Renováveis, dentre outros eventos, adquiriu as aquisições das seguintes participações:

- (i) em dezembro de 2011, concluiu a aquisição da totalidade das ações da Santa Luzia Energética S.A. ("Santa Luzia"), detentora da PCH Santa Luzia;
- (ii) em março de 2012, concluiu a aquisição da totalidade das ações da Atlântica I Parque Eólico S.A., Atlântica II Parque Eólico S.A., Atlântica IV Parque Eólico S.A. e Atlântica V Parque Eólico S.A. ("Complexo Atlântica"), detentoras de autorização para geração de energia elétrica de fonte eólica sob o regime de produção independente;
- (iii) em junho de 2012, concluiu a aquisição de 100% das ações da BVP S.A., sociedade controladora da Bons Ventos Geradora de Energia S.A., que detém 4 parques eólicos em operação, no Estado do Ceará;
- (iv) em outubro de 2012, concluiu a aquisição de 100% dos ativos de cogeração da SPE Lacenas Participações Ltda., que controla a Usina Açucareira Ester, que detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar energia de biomassa; e
- (v) em fevereiro de 2014, concluiu a aquisição da totalidade das ações da Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A., que detém a autorização para a exploração de 2 parques eólicos, no Estado do Ceará. Em fevereiro de 2014, a CPFL Renováveis e a Dobrevê Energia S.A. ("DESA") celebraram um acordo de associação, para a incorporação, pela CPFL Renováveis, da WF2 Holding S.A. - ("WF2"), detentora da totalidade das ações de emissão da DESA, na data de sua incorporação. Em setembro de 2014, a CPFL Renováveis aprovou a incorporação da WF2, com a conseqüente extinção da WF2 (passando a DESA a ser uma controlada da CPFL Renováveis) e emissão de novas ações da CPFL Renováveis para o Arrow - Fundo de Investimento em Participações ("FIP Arrow"), com eficácia a partir de outubro de 2014.

A CPFL Renováveis é uma companhia aberta registrada na categoria A. Mais informações sobre o histórico da CPFL Renováveis estão disponíveis em seu Formulário de Referência.

CPFL Transmissão Piracicaba

Constituída em 21 de setembro de 2012, para operar a concessão do Leilão de Transmissão ANEEL 007/2012 de dezembro de 2012, que prevê a construção e operação de uma subestação de 440 KV localizada no município de Piracicaba, no Estado de São Paulo, além de uma linha de transmissão de aproximadamente 6,5 km de extensão. A linha de transmissão e as aquisições dos equipamentos necessários para modificações, substituições e adequações nas entradas de linhas das subestações Araraquara e Santa Bárbara D'Oeste, foram transferidos sem ônus à concessionária de transmissão proprietária da linha seccionada a CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista.

O serviço de transmissão da rede básica, iniciou suas operações em 02 de julho de 2015.

CPFL Centrais Geradoras

6.3 - Breve histórico

Em julho de 2013, com o objetivo de atender o Decreto 7.805/12 e a Lei 12.783/13 sobre desverticalização de geradoras contidas em distribuidoras de energia elétrica, foi realizada reestruturação societária com cisão dos ativos de geração das distribuidoras CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista, e CPFL Mococa que detinham as usinas Rio do Peixe I, Rio do Peixe II, Santa Alice, Macaco Branco, Lavrinha, São José, Turvinho, Pinheirinho e São Sebastião. Estes ativos foram aportados na CPFL Centrais Geradoras e a CPFL Energia passou a deter 100% do capital social da CPFL Centrais Geradoras.

Em 30 de setembro de 2015, por meio de Assembleia Geral Extraordinária, foi aprovada uma reestruturação interna, por meio da qual transferiram as plantas de Macaco Branco e Rio de Peixe da controlada CPFL Centrais Geradoras para a controlada CPFL Geração, em troca de novas ações de emissão da CPFL Geração a valores contábeis.

CPFL Eficiência Energética

Anteriormente denominada CPFL Participações S.A, a controlada CPFL Eficiência Energética foi constituída com objetivo de prestação de serviços de engenharia, elaboração de projetos, implantação, operação e manutenção de infraestrutura; consultoria em geral no mercado de energia, gestão em eficiência energética e qualidade de energia; locação e comercialização de bens para centrais de geração de energia elétrica, cogeração, refrigeração, sistemas de recuperação de calor e unidades de climatização; participação e operação em mercados de comercialização de energia elétrica, de utilidades, organizados ou não; estudo, desenvolvimento, realização e exploração de projetos de pesquisa e desenvolvimento de programas relacionados à energia; e participação no capital social de outras sociedades, consórcios e outros tipos de associação. Em 31 de outubro de 2014, foi realizada reestruturação societária com cisão dos ativos da CPFL Serviços, relacionados à "autoprodução". Estes ativos foram cindidos da controlada CPFL Serviços para a controlada CPFL Eficiência Energética.

TI Nect Serviços de Informática – Authi

Constituída em setembro de 2014 com o objetivo principal a prestação de serviços de apoio técnico, administrativo, comercial e demais serviços de suporte às atividades empresariais especialmente relacionadas às rotinas tecnologia da informação. O objetivo inicial é a prestação de serviços para as empresas do grupo CPFL Energia e no futuro para demais empresas.

CPFL Transmissão Morro Agudo

Constituída em 13 janeiro de 2015, exclusivamente para operar a concessão do Leilão de Transmissão ANEEL 007/2014, para a construção e operação de uma subestação de 500 KV localizada no município de Morro Agudo, no Estado de São Paulo, além da construção de uma linha de transmissão de aproximadamente 1 km de extensão. A linha e as aquisições dos equipamentos necessários para modificações, substituições e adequações nas entradas de linhas das subestações Ribeirão Preto e Marimbondo, serão transferidos sem ônus à concessionária de transmissão proprietária da linha seccionada a Ribeirão Preto Transmissão de Energia S.A. Em junho de 2017, a CPFL Morro Agudo iniciou suas operações.

RGE Sul

Em 31 de outubro de 2016, foi concluída a aquisição da RGE Sul pelo grupo CPFL, uma companhia aberta registrada na categoria B.

A RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul") anteriormente denominada AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., é uma concessionária de distribuição de energia elétrica constituída em 1997.

Em 31 de outubro de 2016, a CPFL Jaguariúna adquiriu da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. 100% do controle acionário da RGE Sul.

Em dezembro de 2017, a CPFL Jaguariúna foi incorporada pela RGE Sul. A CPFL Jaguariúna foi extinta, passando a RGE Sul a condição de sucessora dos seus bens, direitos e obrigações.

Atualmente, o controle desta subsidiária é detido pela CPFL Energia e CPFL Brasil.

6.3 - Breve histórico

Mais informações sobre o histórico da RGE Sul, disponíveis em seu Formulário de Referência.

Prorrogação das concessões da CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa

Em 9 de novembro de 2015, conforme determinado no Despacho do Ministro de Estado de Minas e Energia, as controladas, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa assinaram, em 9 de dezembro de 2015, o 5º termo aditivo aos seus respectivos contratos de concessão, vencidos em 7 de julho de 2015. As controladas tiveram prorrogados os prazos para exploração de suas atividades de distribuição de energia elétrica por mais 30 anos, com vencimento para 07 de julho de 2045. O aditivo foi formalizado de acordo com a Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, do Decreto nº 7.805 de 14 de setembro de 2012 e do Decreto nº 8.461 de 2 de junho de 2015, que estabeleceu as condições para a prorrogação referente aos critérios operacionais e econômico-financeiros. O novo aditivo exigiu da Companhia o atendimento aos seguintes critérios (i) eficiência com relação à qualidade do serviço prestado, (ii) eficiência com relação à gestão econômico-financeira, (iii) racionalidade operacional e econômica e (iv) modicidade tarifária.

CPFL GD S.A.

Constituída em 17 de agosto de 2015 com o objetivo principal de atuar como prestação de serviços, próprios ou terceirizados, de engenharia, elaboração de projetos; implantação, operação e manutenção de infraestrutura para instalações comerciais e industriais, consultoria no mercado de energia, locação e comercialização de bens necessários à implementação e modernização de centrais de geração elétrica; realização, desenvolvimento de estudo, exploração de pesquisa e programas relacionados à energia elétrica, diretamente ou em parceria com entidades públicas ou privadas, e a participação no capital social de outras sociedades, em consórcios ou em outras formas de associação.

Aquisição acionária da Companhia pela State Grid International Development Limited

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

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

Foi decidido em assembleia geral extraordinária da Companhia, em 27 de março de 2017, (i) a escolha do Credit Suisse (Brasil) S.A. para determinação do valor econômico da Companhia; (ii) o cancelamento de registro da Companhia perante a CVM como categoria “A”, e sua conversão para categoria “B”; e (iii) a saída da Companhia do segmento de listagem do Novo Mercado.

A State Grid informou, através de Fatos Relevantes:

- (i) em 16 de fevereiro de 2017 que realizaria oferta pública para a aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas remanescentes da Companhia (“OPA por Alienação de Controle”) e, em 7 de julho de 2017, que decidiu seguir somente com as OPAs por alienação de controle da Companhia e por alienação indireta de controle da CPFL Renováveis;
- (ii) em 30 e 31 de outubro de 2017 que a CVM aprovou formalmente todos os documentos relevantes e a continuidade da OPA por Alienação de Controle, e, como resultado da aprovação, a State Grid publicou em 31 de outubro de 2017 o Edital da Oferta com os termos e condições aplicáveis.

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

6.3 - Breve histórico

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

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

6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial

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

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

6.6 - Outras informações relevantes

6.6 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

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

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

7. Atividades do emissor

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

Constituída com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades dedicadas primariamente a (i) distribuir energia elétrica para consumidores em nossas áreas de concessão; (ii) gerar energia elétrica a partir de fontes convencionais e renováveis e desenvolver projetos de geração; (iii) comercializar energia elétrica e (iv) fornecer serviços relacionados ao setor elétrico.

Somos uma das maiores distribuidoras de energia elétrica no Brasil, com base nos 45.386 GWh de energia elétrica que distribuímos para aproximadamente 9,4 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2017 (39.611 GWh em 31 de dezembro de 2016). Em geração convencional de energia elétrica, nossa Capacidade Instalada em 31 de dezembro de 2017 era de 3.284 MW. Por meio de nossa participação na CPFL Renováveis, onde são concentradas nossas atividades de geração de energia proveniente de fontes renováveis, também estamos envolvidos na construção de uma Pequena Central Hidrelétrica ("PCH"). Em 31 de dezembro de 2017, a nossa Capacidade Instalada total, consolidada por meio do nosso segmento de Geração Renovável (calculado com base em nossa participação de 51,60% na CPFL Renováveis), foi de 1.085 MW. Esperamos que o nosso segmento de Geração Renovável alcance uma Capacidade Instalada de 1.100 MW em 2020.

Também nos dedicamos à comercialização de energia, comprando e vendendo energia elétrica a produtores de energia, Consumidores Livres e empresas comercializadoras de energia elétrica. Também prestamos serviços de agenciamento aos Consumidores Livres perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") e outros agentes, bem como serviços relacionados à energia elétrica a nossas afiliadas e partes não afiliadas. Em 2017, o montante total da energia elétrica vendida por nossas subsidiárias de comercialização foi 20.131 GWh (12.381 GWh no exercício social de 2016), dos quais 20.066 GWh (12.291 GWh em 2016) foram vendidos para partes não relacionadas.

Nossa estratégia

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

A conclusão de nossos projetos de geração renováveis existentes, expansão de nosso portfólio de geração por meio do desenvolvimento de novos projetos de geração de energia convencional e renovável e manutenção da nossa posição de líder de mercado em projetos de fontes de energia renovável.

Em 31 de dezembro de 2017, nossa Capacidade Instalada total consolidada (calculada com base em nossa participação de 51,60% na CPFL Renováveis) foi de 3.284 MW, dos quais 2.198 MW de fontes convencionais e 1.085 MW de fontes renováveis. Por meio da CPFL Renováveis, em agosto de 2011, tornamo-nos o maior grupo de geração de energia renovável no Brasil em termos de Capacidade Instalada e capacidade em construção, de acordo com a ANEEL. Atualmente, continuamos a ser o maior grupo de geração de energia renovável em termos de Capacidade Instalada em operação no Brasil e na América do Sul, de acordo com a ANEEL e o Bloomberg New Energy Outlook.

Nossa Capacidade Instalada em 31 de dezembro de 2017 representa um aumento de 0,8% se

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

comparado à Capacidade Instalada de 3.259 MW em 31 de dezembro de 2016, em decorrência do início das operações comerciais do parque eólico Pedra Cheirosa. Até o final de 2020, quando esperamos que a PCH Boa Vista se torne operacional, nós esperamos que nossa Capacidade Instalada alcance 3.299 MW.

Uma porção significativa de nossas usinas de geração possui PPAs de longo prazo, aprovados pela ANEEL, que acreditamos que nos garantirão uma taxa atrativa de retorno sobre o investimento. Também temos uma carteira consolidada de 209 MW (calculada com base em nossa participação de 51,60% na carteira total da CPFL Renováveis de 406 MW) de projetos de geração renovável a serem desenvolvidos pela CPFL Renováveis nos próximos anos. À medida que se volte a ter um aumento no consumo de energia elétrica no Brasil, acreditamos que continuarão a surgir novas oportunidades de investimento em mais projetos de geração de energia convencional e renovável.

Foco na melhoria contínua de nossa eficiência operacional. A distribuição de energia elétrica em nossas áreas de concessão de distribuição é nosso maior segmento de negócio, representando aproximadamente 48.6% de nosso lucro líquido consolidado do exercício findo em 31 de dezembro de 2017. Continuamos nos concentrando em melhorar a qualidade do nosso serviço e em manter custos operacionais eficientes, explorando sinergias e tecnologias. Fazemos igualmente um esforço para padronizar e atualizar as nossas operações regularmente, introduzindo sistemas automatizados sempre que possível. Entendemos a necessidade de investir em ativos digitais, como a tecnologia Smart Grid, e em 2017 implantamos 1.355 religadores automáticos. Esses religadores automáticos são suportados por nossa infra-estrutura robusta de comunicação, incluindo sistemas de comunicação de rádio digital, malha de frequência de rádio e uma rede de fibra ótica.

Ampliação e fortalecimento dos nossos negócios de comercialização. Os Consumidores Livres representam um segmento relevante do mercado de energia elétrica no Brasil, com aproximadamente 30% de participação de mercado. Por meio da CPFL Brasil, nossa subsidiária de comercialização, focamos na assinatura de contratos bilaterais com antigos consumidores de nossas empresas de distribuição que se tornaram Consumidores Livres, além de atrair outros Consumidores Livres de áreas de concessão além daquelas abrangidas pelas nossas distribuidoras. A fim de atingir esse objetivo, incentivamos as relações positivas com os consumidores, fornecendo gerentes de conta para clientes chave, suporte operacional na CCEE e PPAs customizados para cada perfil de cliente.

Posicionamento para nos beneficiar da consolidação do setor, com base em nossa experiência na integração e reestruturação bem-sucedidas de outras operações. Acreditamos que, com a eventual estabilização do ambiente regulatório no setor energético brasileiro, no futuro, poderá haver substancial consolidação nos setores de geração, transmissão e, sobretudo, distribuição. Dada a solidez de nossa situação financeira e nossa capacidade gerencial, acreditamos estar em boa posição para nos beneficiar dessa consolidação. Se houver ativos promissores disponíveis em termos atrativos, podemos fazer as aquisições que complementam nossas operações existentes, proporcionando à nossa empresa e aos nossos consumidores oportunidades adicionais de usufruir as vantagens da economia de escala.

Estratégia e gestão para o desenvolvimento sustentável. Mantemos um foco estratégico em um portfólio de negócios de crédito de carbono e projetos de mudança climática. Visamos fortalecer nossa gestão integrada de negócios por meio de indicadores e metas de desempenho econômico-financeiro e socioambiental de curto e médio prazo, bem como objetivos estratégicos de longo prazo alinhados com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas, bem como outros compromissos nacionais e internacionais.

Manutenção de um alto nível de responsabilidade social nas comunidades em que operamos. 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.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Adesão às melhores práticas de governança corporativa. Dedicamo-nos a manter os mais altos padrões de transparência gerencial e governança corporativa, oferecendo direitos equitativos aos acionistas e buscando valor para nossos acionistas por meio de várias medidas, inclusive o aumento da disponibilidade de nossas ações em circulação e sua liquidez.

Tendências.

Nós procuramos promover o crescimento em cada um dos nossos segmentos de negócio: Distribuição, Geração de fontes Convencionais, Geração de fontes Renováveis, Comercialização e Serviços.

Pretendemos continuar a expandir o nosso segmento de distribuição, seja através do crescimento do mercado ou através da aquisição de empresas de Distribuição de energia (se existirem empresas no mercado com características e preço que sejam vantajosos para nós).

O crescimento em nosso mercado é fortemente influenciado pelo crescimento econômico, em especial pelas taxas de emprego, renda familiar, vendas do setor de varejo e produção industrial. Além disso, o mercado também é influenciado pela entrada de novos clientes e mudanças no clima e volume de chuva.

Desde a crise econômica global de 2009, a economia brasileira tem sido negativamente afetada por uma menor demanda no comércio exterior e pela infraestrutura local deficiente. Isso levou a um crescimento do PIB a uma média de 2.8% por ano entre 2009 e 2014, conforme dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), seguindo um período anterior de maior crescimento. Os anos de 2015 e 2016, entretanto, foram marcados por uma severa contração econômica, contínua crise política e indicadores econômicos fracos. Tais fatores, combinados com ajustes nos gastos orçamentários públicos, resultaram num crescimento negativo do PIB de 3,5% em 2016 e 2015, de acordo com o Banco Central do Brasil. No entanto, em 2017, a economia brasileira começou a mostrar sinais de recuperação nas principais áreas de atividade e indicadores financeiros, com crescimento do PIB de 1,0%, segundo o Banco Central do Brasil. Como resultado, os níveis de emprego, a renda familiar e os custos do serviço da dívida, os quais são os principais impulsionadores do consumo de energia, começaram a melhorar em 2017.

Nosso segmento de Geração tem mostrado altos níveis de crescimento nos últimos anos, com a aquisição e construção de novas usinas. Em 2011, a criação da CPFL Renováveis marcou um importante momento para nós. Nós planejamos continuar a expandir as nossas atividades nos setores de geração, tanto de energia convencional como de energia renovável (parques eólicos, pequenas Centrais Hidrelétricas, Usinas Termelétricas a Biomassa e Usinas Solares). Atualmente buscamos esta estratégia através da CPFL Renováveis, com uma capacidade instalada em operação em 31 de dezembro de 2017 de 2.103 MW (da qual nossa participação é de 1.085 MW).

Em 31 de dezembro de 2017, nossa capacidade instalada era de 3.284 MW. Em 2020, esperamos alcançar uma capacidade instalada de 3.299 MW, quando a PCH Boa Vista II entrar em operação. Nós também temos um portfólio de 406 MW (dos quais nossa participação é de 209 MW) a ser desenvolvido ao longo dos próximos anos através da CPFL Renováveis. Além disso, continuaremos a buscar novos projetos no setor de energia convencional.

No segmento de Comercialização e de Serviços, o nosso principal objetivo é manter nossa posição de liderança, em termos de participação de mercado para garantir a nossa lucratividade acima da média. Além disso, esperamos expandir nosso portfólio de serviços, manter a fidelidade de nossos clientes e expandir nossos serviços a novos mercados.

Desde nossa criação, temos constantemente empregado uma estratégia de crescimento baseada na excelência operacional através da inovação e tecnologia, sinergia, disciplina financeira e o acúmulo de valor. Planejamos continuar com esta estratégia no futuro, a fim de consolidar nossa forte posição no setor energético.

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

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

c. processo de formação de preços e regras aplicáveis à fixação de tarifas

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

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

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

a. produtos e serviços comercializados;

Nossas atividades essenciais são:

- **Distribuição.** Nossas cinco distribuidoras integralmente consolidadas entregaram 45.386 GWh em 2017, 39.611 GWh em 2016 e 40.157 GWh em 2015 de energia elétrica para aproximadamente 9,4, 9,2 e 7,8 milhões de consumidores, respectivamente, principalmente nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Sul.
- **Geração de energia convencional.** Em 31 de dezembro de 2017, nossas subsidiárias de geração convencional tinham uma Capacidade Instalada de 2.198 MW. Ao longo de 2017, geramos 6.642 GWh de energia elétrica e tínhamos 9.952 GWh de Energia Assegurada em 31 de Dezembro de 2017, que é o valor de energia representativo de nossa produção média de energia elétrica de longo prazo, conforme estabelecido pela ANEEL, que é a fonte primária das nossas receitas das atividades de geração. Detemos participação em oito usinas hidrelétricas; Serra da Mesa, Monte Claro, Barra Grande, Campos Novos, Luiz Eduardo Magalhães - Lajeado, Castro Alves, 14 de Julho e Foz do Chapecó. Ainda que a concessão da usina hidrelétrica de Serra da Mesa seja de propriedade de outra parte, Furnas, temos direito a 51,54% de sua energia assegurada. Nós também possuímos três usinas termelétricas, Termonordeste, Termoparaíba e Carioba embora a Usina Termelétrica Carioba tenha sido desativada. Além disso, 10 de nossas 50 Pequenas Centrais Hidrelétricas permanecem sob a gestão de duas de nossas subsidiárias de geração convencional, CPFL Geração e CPFL Centrais Geradoras, e reportam seus resultados dentro do segmento de Geração Convencional. Em 2017, começamos a reportar neste segmento as atividades de nossos dois ativos de transmissão detidos através da CPFL Geração, dos quais ambos (CPFL Piracicaba e CPFL Morro Agudo) estão em operação.

Em 31 de dezembro de 2016, nossas subsidiárias de geração convencional tinham uma Capacidade Instalada de 2.199 MW. Ao longo de 2016, geramos um total de 9.216 GWh de energia elétrica e tínhamos 9.952 GWh de Energia Assegurada em 31 de Dezembro de 2016.

Em 31 de dezembro de 2015, nossas subsidiárias de geração convencional tinham uma Capacidade Instalada de 2.235 MW. Ao longo de 2015, geramos um total de 11.369 GWh de energia elétrica e tínhamos 10.046 GWh de Energia Assegurada em 31 de Dezembro de 2015.

- **Geração de Energia Renovável.** Nossa subsidiária indireta, CPFL Renováveis, na qual possuímos participação de 51,60%, por meio da CPFL Geração, concentra as nossas atividades de geração de energia provenientes de fontes renováveis. A CPFL Renováveis opera todos os nossos Parques Eólicos e Usinas Termelétricas a Biomassa, assim como 40 das nossas 50 Pequenas Centrais Hidrelétricas. Essas 40 Pequenas Centrais Hidrelétricas, das quais (i) 39 Pequenas Centrais Hidrelétricas, localizadas nos Estados de São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Minas Gerais, Mato Grosso e Paraná, estão em operação e gerando receitas e com total de Capacidade Instalada de 423 MW, e (ii) 1 Pequena Central Hidrelétrica (PCH Boa Vista II) está em construção, com início das operações programado para 2020, e que devem ter uma Capacidade Instalada de aproximadamente 29,9 MW. A CPFL Renováveis também possui 45 parques eólicos todos em operação e com total de Capacidade Instalada de 1.309 MW. A CPFL Renováveis possui oito Usinas Termelétricas a Biomassa, que possuem Capacidade Instalada total de 370 MW, localizadas nos Estados de Minas Gerais, Paraná, São Paulo e Rio Grande do Norte. A CPFL Renováveis também opera a Usina de Energia Solar Tanquinho, localizada no Estado de São Paulo e que possui uma Capacidade Instalada de 1,1 MWp. Em 31 de dezembro de 2017, a nossa Capacidade Instalada total, consolidada por meio do nosso segmento de Geração Renovável (calculado com base em nossa participação de 51,60% na CPFL Renováveis), foi de 1.085 MW. Esperamos que o nosso segmento de Geração Renovável alcance uma Capacidade Instalada de 1.100 MW em 2020. Referida capacidade não considera eventual diminuição no nosso lastro de Capacidade Instalada (limite de

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

produção de energia em nossa própria usina que podemos comercializar). Para as usinas que participam do MRE, essa diminuição é calculada pelo Ministério de Minas e Energia.

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

Em 31 de dezembro de 2015, nossa Capacidade Instalada total consolidada por meio de nosso segmento de Geração Renovável (calculado com base em nossa participação de 51,61% na CPFL Renováveis) foi de 929 MW.

- **Comercialização.** Nossas subsidiárias de comercialização gerenciam nossas operações de comercialização e fornecem serviços de agenciamento para Consumidores Livres perante a CCEE e outros agentes, incluindo orientação sobre as exigências operacionais. A CPFL Brasil, nossa maior subsidiária de comercialização, contrata e vende energia elétrica a Consumidores Livres, outras empresas de comercialização, geradoras e distribuidoras. Em 2017, vendemos 20.131 GWh de energia elétrica, dos quais 20.066 GWh foram vendidos para partes não relacionadas.
- **Serviços.** A partir de 1º de janeiro de 2012, relatamos os resultados das nossas atividades de prestação de serviços como um segmento de operação individual. Nossas atividades nesse segmento incluem prestar serviços relacionados com energia elétrica, como projetos e construção, para nossas partes relacionadas e não relacionadas.

Adicionalmente aos 5 segmentos operacionais referidos acima, consolidamos determinadas atividades como "Outras". As atividades consolidadas em "Outras" consistem de (i) CPFL Telecom; e (ii) despesas da holding CPFL Energia, que não sejam amortização de ativos intangíveis relacionados às nossas concessões, que foi alocada nos nossos segmentos operacionais.

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

2017	Receita líquida	Vendas entre sociedades parceiras	Venda total	% em relação Receita líquida
Distribuição	21.068.435	8.182	21.076.617	78,8%
Geração - fonte convencional	741.842	448.421	1.190.263	4,5%
Geração - fonte renovável	1.489.932	469.152	1.959.084	7,3%
Comercialização	3.402.804	11.297	3.414.101	12,8%
Serviços	40.611	444.935	485.546	1,8%
Outros (¹)	1.281	-	1.281	-
Eliminações	-	(1.381.988)	(1.381.988)	-5,2%
TOTAL	26.744.905	-	26.744.905	100,0%
2016	Receita líquida	Vendas entre sociedades parceiras	Venda total	% em relação Receita líquida
Distribuição	15.017.166	22.526	15.039.691	78,7%
Geração - fonte convencional	593.775	409.338	1.003.113	5,2%
Geração - fonte renovável	1.334.571	338.357	1.672.929	8,8%
Comercialização	2.024.350	62.757	2.087.107	10,9%

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Serviços	81.595	318.770	400.364	2,1%
Outros ⁽¹⁾	60.633	8.661	69.294	0,4%
Eliminações	-	(1.160.410)	(1.160.410)	-6,1%
TOTAL	19.112.089	-	19.112.089	100,00%
2015	Receita líquida	Vendas entre sociedades parceiras	Venda total	% em relação Receita líquida
Distribuição	16.945.222	22.318	16.697.540	82,4%
Geração - fonte convencional	572.553	411.038	983.591	4,8%
Geração - fonte renovável	1.262.297	335.979	1.598.276	7,8%
Comercialização	1.716.348	82.544	1.798.892	8,7%
Serviços	55.547	239.088	294.635	1,4%
Outros ⁽¹⁾	47.246	3.136	50.382	0,2%
Eliminações	-	(1.094.101)	(1.094.101)	-5,3%
TOTAL	20.599.212	-	20.599.212	100,00%

⁽¹⁾ Outros - Refere-se basicamente a transações que não são relacionadas a nenhum dos segmentos identificados.

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

Segmentos:	2017		2016		2015	
	Lucro líquido	% em relação ao lucro líquido do emissor	Lucro líquido	% em relação ao lucro líquido do emissor	Lucro líquido	% em relação ao lucro líquido do emissor
Distribuição	604.717	48,6%	407.202	46,3%	625.964	71,52%
Geração - fonte convencional	651.541	52,4%	504.894	57,4%	282.783	32,31%
Geração - fonte renovável	19.645	1,6%	(141.041)	-16,0%	(56.398)	-6,44%
Comercialização	90.290	7,3%	112.357	12,8%	88.104	10,07%
Serviços	54.852	4,4%	53.813	6,1%	51.625	5,90%
Outros ⁽¹⁾	(178.004)	-14,3%	(58.167)	-6,6%	(116.802)	-13,34%
TOTAL	1.243.042	100,0%	879.057	100,0%	875.277	100,0%

⁽¹⁾ Outros - Refere-se basicamente a transações que não são relacionadas a nenhum dos segmentos identificados.

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 7.3, descrever:

a. características do processo de produção;

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

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

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

Geração de Energia Elétrica

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

A maioria das nossas usinas hidrelétricas faz parte do MRE, um sistema pelo qual as unidades geradoras hidrelétricas compartilham os riscos hidrológicos do Sistema Interligado de Energia. Nossa Capacidade Instalada total em nossos segmentos de Geração Renovável e Geração Convencional era de 3.284 MW em 31 de dezembro de 2017. A maior parte da eletricidade que produzimos vem das nossas Usinas Hidrelétricas. Nós geramos um total de 10.137 GWh em 2017, 12.568 GWh em 2016 e 14.310 GWh em 2015.

Caso seja gerada menos energia do que o total de Energia Assegurada (ou seja, se o Fator de Geração em Escala, ou GSF, for menor do que 1,0), as geradoras hidrelétricas devem adquirir energia no mercado de curto prazo para cobrir a escassez de energia e suprir o volume de Energia Assegurada no âmbito do MRE. De 2005 a 2012, o GSF permaneceu acima de 1,0. Contudo, a partir de 2013, esse cenário começou a mudar, o que levou o GSF a permanecer abaixo de 1,0 durante todo o ano de 2014. Em 2015, ele variou de 0,783 a 0,825, o que resultou na compra de energia, pelos geradores, no mercado de curto prazo, incorrendo, portanto, custos significativos. Não obstante, em dezembro de 2015, nós renegociamos, nos termos da Lei nº 13.203, os termos dos nossos contratos de energia do Mercado Regulado, limitando o custo do GSF a um risco de prêmio de R\$ 9,50/MWh por ano, até o final da vigência dos contratos de compra de energia ou término das concessões, o que ocorrer primeiro.

Geração Convencional

Usinas Hidrelétricas

Em 31 de dezembro de 2017, nossa subsidiária CPFL Geração possuía participação de 51,54% na energia assegurada da Usina de Serra da Mesa. Por meio de suas subsidiárias CERAN, BAESA, ENERCAN e Chapecoense, a CPFL Geração também possui participação nas Usinas de Monte Claro, Barra Grande, Campos Novos, Castro Alves, 14 de Julho e Foz do Chapecó, que estão operacionais desde dezembro de 2004, novembro de 2005, fevereiro de 2007, março de 2008, dezembro de 2008 e outubro de 2010,

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

respectivamente. Por meio da CPFL Jaguari Geração, nós possuímos participação de 6,93% na Energia Assegurada da Usina elétrica de Luiz Eduardo Magalhães.

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

Serra da Mesa. Nossa maior usina hidrelétrica em operação é a usina de Serra da Mesa, que adquirimos em 2001 da ESC Energia S.A. (anteriormente VBC) uma de nossos acionistas. Furnas começou a construção da usina de Serra da Mesa em 1985. Em 1994, a construção foi suspensa em razão de falta de recursos, o que levou a uma licitação pública a fim de retomar a construção. A Usina Hidrelétrica de Energia ("UHE") de Serra da Mesa possui três unidades geradoras localizadas no Rio Tocantins, no Estado de Goiás. A usina de Serra da Mesa iniciou operações em 1998 e tem uma Capacidade Instalada total de 1.275 MW. A concessão para a operação da UHE de Serra da Mesa é detida por Furnas, que também a opera, e parte das instalações pertence à nossa companhia (por meio de nossa controlada CPFL Geração). Um contrato celebrado por Furnas, conosco, com duração de 30 anos, iniciado em 1998, assegura-nos o recebimento de 51,54% da energia assegurada da usina até o ano de 2028, ainda que, na vigência da concessão, ocorra encampação, caducidade ou vencimento de seu prazo. Vendemos a totalidade da energia elétrica a Furnas nos termos de um contrato de compra e venda de energia elétrica que foi renovado em março de 2014 e cujo preço é reajustado anualmente com base no IGP-M. Este contrato tem vencimento para 2028. Nossa parcela da capacidade instalada e da energia assegurada da usina hidrelétrica de Serra da Mesa é de 657 MW e de 3.030 GWh/ano, respectivamente. Em 30 de maio de 2014, a concessão detida por Furnas foi formalmente prorrogada para 12 de novembro de 2039. Em 2016, devido à repactuação do GSF, a concessão de Serra da Mesa foi estendida até 30 de setembro de 2040, de acordo com a Resolução Autorizativa da ANEEL nº 6.055/2016.

Complexo Hidrelétrico CERAN. Detemos uma participação de 65,0% na CERAN, uma subsidiária à qual foi outorgada, em março de 2001, uma concessão de 35 anos para a construção, o financiamento e a operação do Complexo Hidrelétrico CERAN. Os demais acionistas são a CEEE (com 30,0%) e a Desenvix (com 5,0%). O Complexo Hidrelétrico CERAN consiste de três usinas hidrelétricas: Monte Claro, Castro Alves e 14 de Julho. O Complexo Hidrelétrico CERAN está localizado no Rio das Antas, aproximadamente 120 km ao norte de Porto Alegre, próximo à cidade de Bento Gonçalves, no Estado do Rio Grande do Sul. Todo o Complexo Hidrelétrico CERAN tem Capacidade Instalada de 360 MW e energia assegurada estimada em 1.515,4 GWh por ano, dos quais a nossa participação é de 985 GWh/ano. Vendemos a nossa participação na energia assegurada deste Complexo a afiliadas do nosso grupo. Essas unidades são operadas pela CERAN, sob a supervisão da CPFL Geração.

Monte Claro (Complexo CERAN). A primeira unidade de geração da usina de Monte Claro que entrou em operação em 2004, possui Capacidade Instalada de 65 MW e a segunda unidade de geração, que entrou em operação em 2006, também possui Capacidade Instalada de 65 MW, resultando em uma Capacidade Instalada total de 130 MW e Energia Assegurada de 516,8 GWh por ano.

Castro Alves (Complexo CERAN). Em março de 2008, a primeira unidade de geração da Usina de Castro Alves entrou em operação, com Capacidade Instalada total de 43,4 MW. Em abril de 2008, a segunda unidade de geração entrou em operação, com Capacidade Instalada de 43,4 MW. A usina tornou-se completamente operacional em junho de 2008 (quando a terceira unidade de geração iniciou as operações), resultando em uma Capacidade Instalada total de 130 MW e energia assegurada de 560,6 GWh por ano.

14 de Julho (Complexo CERAN). A primeira unidade de geração da Usina de 14 de Julho se tornou operacional em dezembro de 2008 e a segunda unidade de geração tornou-se completamente operacional em março de 2009. Esta usina tem uma capacidade total instalada de 100 MW e uma energia assegurada de 438,0 GWh por ano.

Estamos constantemente avaliando medidas alternativas para melhoria de nossos resultados. Atualmente, estão em andamento discussões com a ANEEL e outras entidades do setor de transmissão,

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

Barra Grande. Essa usina se tornou completamente operacional em maio de 2006, com uma Capacidade Instalada de 690 MW e energia assegurada de 3.334,1 GWh por ano. A CPFL Geração detém 25,01% da participação nesta usina. Os outros participantes da *joint-venture* são Alcoa (42,18%), CBA – Companhia Brasileira de Alumínio (15,00%), DME – Departamento Municipal de Energia Elétrica de Poços de Caldas (8,82%) e Camargo Corrêa Cimentos S.A. (9,00%). Vendemos nossa participação na energia assegurada deste complexo para as afiliadas de nosso grupo.

Campos Novos. Detemos participação de 48,72% na ENERCAN, uma *joint-venture* formada por um consórcio de empresas dos setores público e privado ao qual foi outorgada, em maio de 2000, uma concessão de 35 anos para construção, financiamento e operação da Usina Hidrelétrica de Campos Novos. A usina foi construída no Rio Canoas, no Estado de Santa Catarina e se tornou completamente operacional em maio de 2007, com uma Capacidade Instalada de 880 MW e energia assegurada estimada de 3.310,4 GWh por ano, da qual nossa participação é de 1.612,9 GWh por ano. Os demais acionistas da ENERCAN são a CBA (33,14%), Votorantim Metais Níqueis S.A. (11,63%) e a CEEE (6,51%). A usina é operada pela ENERCAN, sob a supervisão da CPFL Geração. Vendemos nossa participação na energia assegurada deste complexo para as afiliadas de nosso grupo.

Foz do Chapecó. Detemos participação de 51,0% na Chapecoense, uma *joint-venture* formada por um consórcio de empresas dos setores privado e público, à qual foi concedida uma concessão de 35 anos em novembro de 2001 para construir, financiar e operar as Usina Hidrelétrica Foz do Chapecó. Os demais 49,0% de participação na *joint-venture* estão divididos entre Furnas, que detém uma participação de 40,0% e a CEEE, que detém uma participação de 9,0%. A hidrelétrica Foz do Chapecó está localizada no Rio Uruguai, na divisa entre os Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A Usina Foz do Chapecó se tornou plenamente operacional em março de 2011 com 855 MW de Capacidade Instalada total e Energia Assegurada de 3.784,3 GWh por ano. Vendemos 40% da nossa parcela de energia assegurada deste projeto para afiliadas do nosso grupo e 60% por meio de contratos de comercialização de energia no ambiente regulado, ou CCEARs. Em janeiro de 2013, a pedido da ANEEL, começamos o processo de transferência da subestação Foz de Chapecó e linhas de transmissão exclusivas à Rede Básica, dessa maneira eliminando os custos de manutenção e a responsabilidade pela operação desses ativos, assim como reduzindo o fator de perda de energia da linha de transmissão (perda regulatória). A transferência foi concluída em outubro de 2016.

Luiz Eduardo Magalhães. Detemos uma participação de 6,93% na energia assegurada da usina de Luiz Eduardo Magalhães, também conhecida como UHE Lajeado. A usina está localizada no rio Tocantins, no Estado do Tocantins, e se tornou completamente operacional em novembro de 2002, com uma Capacidade Instalada total de 902,5 MW e energia assegurada de 4.613 GWh por ano. A usina foi construída pela Investco S.A., um consórcio que compreende a Lajeado Energia, EDP (Energias de Portugal), CEB (Companhia Energética de Brasília) e Paulista Lajeado (que adquirimos em 2007).

Usinas Termelétricas

Nós operamos três usinas termelétricas. A Termonordeste, que começou as operações em dezembro de 2010, e a Termoparaíba, que começou as operações em janeiro de 2011, nos termos das autorizações da ANEEL, são supridas por óleo combustível do complexo EPASA, com Capacidade Instalada total de 341,5 MW e energia assegurada de 2.169,9 GWh. Em 31 de dezembro de 2017, possuíamos uma participação total de 53,34% na Termonordeste e Termoparaíba. As usinas Termonordeste e a Termoparaíba estão localizadas na cidade de João Pessoa, no Estado da Paraíba. A energia elétrica dessas usinas foi vendida por meio de CCEARs, e parte dessa energia foi adquirida por nossas próprias distribuidoras.

A usina Carioba possui uma capacidade instalada de 36 MW. Entretanto, está oficialmente desativada desde 19 de outubro de 2011 conforme previsto na Portaria nº 4.101 de 2011. Solicitamos a encerramento da concessão da Carioba, uma vez que a ANEEL reduziu o subsídio associado com a Conta de Consumo de Combustível, ou CCC. A ANEEL recomendou ao MME o encerramento da

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

concessão da Carioba. O MME está analisando o pedido. Desde 2016, deixamos de incluir a usina Carioba em nossa capacidade instalada, uma vez que suas instalações estão inativas.

Pequenas Centrais Hidrelétricas

Em 31 de dezembro de 2017, 10 de nossas 50 Pequenas Centrais Hidrelétricas estavam sob a gestão de duas de nossas subsidiárias de geração convencional, CPFL Geração e CPFL Centrais Geradoras. Essas dez Pequenas Centrais Hidrelétricas reportaram seus resultados no segmento de Geração Convencional. Consistem em dois grupos de instalações:

- Nove dessas usinas eram originalmente gerenciadas conjuntamente com suas empresas de distribuição associadas dentro de nosso segmento de Distribuição. A Lei nº 12.783/13, de 11 de janeiro de 2013 especificou as condições para a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição obtidas nos termos dos artigos 17, 19 ou 22 da lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Sob a lei nº 12.783/13, estas concessões podem ser prorrogadas uma vez, a critério do governo brasileiro, por até 30 anos, a fim de garantir a continuidade e a eficiência dos serviços prestados e de baixas tarifas. Além disso, a Lei nº 12.783/13 previu que os titulares de concessões que estavam prestes a expirar em 2015, 2016 e 2017 poderiam requisitar a renovação antecipada em 2013, sob certas condições. No entanto, a Resolução nº 521/12 publicada pela ANEEL, em 14 de dezembro de 2012 estabeleceu que as concessões de geração a serem renovadas nos termos da Lei nº 12.783/13 devem ser divididas em entidades operacionais separadas de empresas de distribuição, nos casos onde a Capacidade Instalada da entidade concessionária original exceda 1 MW. Em 10 de outubro de 2012, em antecipação da Lei 12.783/13, requisitamos a renovação antecipada das concessões detidas por nossas subsidiárias de distribuição CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista (atualmente, todas elas incorporadas pela CPFL Santa Cruz), que foram originalmente concedidas em 1999 por um prazo de 16 anos. Em conformidade com o requisito de divisão nos termos da Resolução nº 521/12, fomos obrigados a separar as atividades de geração e distribuição de três usinas, Rio do Peixe I e II e Macaco Branco, cujas instalações de geração foram transferidas para a CPFL Centrais Geradoras em 29 de agosto de 2013. Naquela época, nossa administração decidiu, por razões operacionais, segregar as atividades de geração e distribuição das seis instalações restantes detidas pelas cinco subsidiárias de distribuição (Santa Alice, Lavrinha, São José, Turvinho, Pinheirinho e São Sebastião), cujas instalações de geração também foram transferidas para a CPFL Centrais Geradoras. Adicionalmente, os contratos de concessão de Macaco Branco e Rio Peixe foram transferidos da CPFL Centrais Geradoras para a CPFL Geração em 30 de setembro de 2015.
- Durante 2014, as concessões para os parques de Salto do Pinhal e Ponte do Silva foram rescindidos nos termos da Resolução Autorizativa nº 4.559/2014, que determinou que as concessões de Micro Central Hidrelétrica fossem extintas sem reversão dos respectivos ativos ao governo.
- A instalação remanescente, Cariobinha, é detida pela CPFL Geração, desde a assinatura do contrato de concessão.

Em 4 de dezembro de 2012, as concessões das Pequenas Centrais Hidrelétricas Rio do Peixe I e II e Macaco Branco foram renovadas para um período de 30 anos sob a Lei nº 12.783. A renovação dessas concessões foi sujeita às seguintes condições:

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

A tabela a seguir define certas informações relativas às nossas instalações de geração convencional em operação e às Pequenas Centrais Hidrelétricas que reportaram seus resultados no segmento de Geração Convencional em 31 de dezembro de 2017:

	Controladoras	Partic.	Capacidade (MW)		Energia Assegurada (GWh)		Colocada em funcionamento	Término da Concessão
			Nossa Partic.	TOTAL	Nossa Partic.	TOTAL		
Usinas hidrelétricas								
Serra da Mesa	CPFL Geração	51,54%	657,1	1.275,0	3.029,5	5.878,0	1998	2028 ⁽¹⁾
Monte Claro	CPFL Geração	65%	84,5	130,0	335,9	516,8	2004	2036
Barra Grande	CPFL Geração	25,01%	172,6	690,0	833,7	3.334,1	2005	2036
Campos Novos	CPFL Geração	48,72%	428,7	880,0	1.612,9	3.310,4	2007	2035
Castro Alves	CPFL Geração	65%	84,5	130,0	364,4	560,6	2008	2036
14 de Julho	CPFL Geração	65%	65,0	100,0	284,7	438,0	2008	2036
Luis Eduardo Magalhães	CPFL Jaguari de Geração	6,93%	62,5	902,5	319,7	4.613,0	2001	2032
Foz do Chapecó	Chapecoense	51%	436,1	855,0	1.930,0	3.784,3	2010	2036
SUBTOTAL – Usinas hidrelétricas			1.991,0		8.710,8			
Usinas termelétricas								
Carioba	CPFL Geração	100%	-	-	-	-	1954	2027 ⁽²⁾
Instalações EPASA:								
Termonordeste	CPFL Geração	53,34% ⁽⁴⁾	91,1	170,8	578,5	1.084,5	2010	2042
Termoparaíba	CPFL Geração	53,34% ⁽⁴⁾	91,1	170,8	578,9	1.084,5	2011	2042
SUBTOTAL – Usinas termelétricas			182,2		1.157,4			
Pequenas Centrais Hidrelétricas								
Cariobinha	CPFL Geração	100%	-	-	-	-	N/A	2027 ⁽²⁾
Lavrinha	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,3	0,3	2,1	2,1	N/A	⁽³⁾
Macaco Branco	CPFL Geração	100%	2,4	2,4	14,5	14,5	N/A	2042
Pinheirinho	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,7	0,7	4,2	4,2	N/A	⁽³⁾
Rio do Peixe I	CPFL Geração	100%	3,1	3,1	3,9	3,9	N/A	2042
Rio do Peixe II	CPFL Geração	100%	15,0	15,0	48,6	48,6	N/A	2042
Santa Alice	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,6	0,6	3,6	3,6	N/A	⁽³⁾
São José	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,8	0,8	2,1	2,1	N/A	⁽³⁾
São Sebastião	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,7	0,7	4,6	4,6	N/A	⁽³⁾
Turvinho	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,8	0,8	2,2	2,2	N/A	⁽³⁾
SUBTOTAL – Pequenas centrais hidrelétricas			24,4		84,0			
TOTAL – Geração Convencional			2.197,6		9.952,2			

- (1) A concessão para Serra da Mesa é detida por Furnas. Em 30 de maio de 2014, a concessão detida por Furnas foi prorrogada até 12 de novembro de 2039. Em 2016, devido à repactuação do GSF, a concessão de Serra da Mesa foi estendida até 30 de setembro de 2040, de acordo com a Resolução Autorizativa ANEEL nº 6.055/2016. Temos um direito contratual a 51,54% da Energia Assegurada dessas instalações, sob um contrato de arrendamento de 30 anos.
- (2) Usinas inativas. Em 8 de julho de 2016, a ANEEL publicou a Ordem no. 1.766/2016, recomendando que o MME encerre a UHE Cariobinha, sem reversão dos ativos.
- (3) Projetos hidrelétricos com uma Capacidade Instalada igual ou inferior a 3.000 kW que são registrados na autoridade reguladora e o administrador de concessões de energia, mas não necessitam de processos de autorização ou concessão para funcionamento.
- (4) Após o aumento de capital em 31 de janeiro de 2014, as participações de certos acionistas da joint venture EPASA foram diluídas. Nos termos do atual Acordo de Acionistas, esses acionistas tinham o direito de recompra de ações, a fim de reconstituir as suas participações. Em fevereiro de 2015 este direito foi exercido, e a partir de 1º de março de 2015, a CPFL Geração passou a deter 53,34% da EPASA.

Geração Renovável

Em 31 de dezembro de 2017, por meio de nossa subsidiária CPFL Geração, nós possuímos uma participação de 51,60% na CPFL Renováveis, uma empresa resultante de uma associação com outra produtora de energia renovável brasileira, Energias Renováveis S.A. ou ERS, que detém nossas subsidiárias envolvidas na geração de energia proveniente de fontes renováveis. Através da CPFL Renováveis, em agosto de 2011, nos tornamos o maior grupo de geração de energia renovável no Brasil em termos de Capacidade Instalada e capacidade em construção, de acordo com a ANEEL. Nós consolidamos totalmente a CPFL Renováveis em nossas demonstrações financeiras desde 1º de agosto de 2011. A CPFL Renováveis realizou sua oferta pública inicial em julho de 2013, resultando em uma diminuição da nossa participação de 63% para 58,84%. Em 1º de outubro de 2014, a CPFL Renováveis adquiriu 100% das ações da DESA por meio da emissão de ações da CPFL Renováveis, resultando na diminuição de nossa participação societária na CPFL Renováveis de 58,84% para 51,61%.

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

Na data deste Formulário, a CPFL Renováveis consiste nas entidades de geração descritas abaixo. Todos os números de Energia Assegurada e Capacidade Instalada informados abaixo se referem à plena

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

capacidade da usina em questão ao invés de nossa parte consolidada de tal energia, que reflete nossa participação na usina:

- 25 subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica através de 40 Pequenas Centrais Hidrelétricas em operação, que consistem em (i) 39 PCHs operacionais, com Capacidade Instalada de 423 MW, localizadas nos estados de São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Paraná, Minas Gerais e Mato Grosso, e (ii) 1 PCH (Boa Vista II), com Capacidade Instalada de 29,9 MW, que está em construção e com início de operações estimado em 2020.
- 52 subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica proveniente de fontes eólicas. Deste total, 45 são parques operacionais, localizados nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul, e têm total de Capacidade Instalada de 1.308,5 MW
- Oito subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica a biomassa, todas as quais estão operacionais, com total de Capacidade Instalada de 370 MW, localizadas nos estados de Minas Gerais, Paraná, São Paulo e Rio Grande do Norte. Em 27 de agosto de 2010, a usina Baldin da CPFL Bioenergia, nossa primeira usina à base de bagaço de cana começou suas operações, com 45 MW de Capacidade Instalada total. A CPFL Bio Formosa iniciou suas operações em 2 de setembro de 2011, com Capacidade Instalada total de 40 MW. A CPFL Bio Buriti tornou-se operacional em 7 de outubro de 2011, com Capacidade Instalada total de 50 MW. A Bio Ipê tornou-se operacional em 17 de maio de 2012, com Capacidade Instalada total de 25 MW. A Bio Pedra tornou-se operacional em 31 de maio de 2012, com Capacidade Instalada total de 70 MW. Em 18 de outubro de 2012, concluímos a aquisição da Usina Termelétrica Ester, que tem uma Capacidade Instalada total de 40 MW. A CPFL Coopcana e a CPFL Alvorada, cada uma com 50 MW de Capacidade Instalada total, iniciou suas operações em 28 de agosto de 2013 e 11 de novembro de 2013, respectivamente.
- Uma subsidiária envolvida na geração de energia elétrica de uma usina de energia solar, Tanquinho, que está localizada no estado de São Paulo e tem Capacidade Instalada total de 1,1 MWp. A Tanquinho iniciou suas operações em 27 de novembro de 2012 e deverá gerar cerca de 1,6 GWh/ano.

Capacidade Instalada Existente

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

Pequenas Centrais Hidrelétricas

Pequenas Centrais Hidrelétricas são usinas com capacidade de geração entre 3 MW e 30 MW e uma área de reservatório de até três quilômetros quadrados. Uma típica Pequena Central Hidrelétrica opera sob um sistema de "fio d'água" e, como resultado, poderá sofrer ociosidade quando o fluxo de água disponível é menor do que a capacidade de entrada da turbina. Se os fluxos são maiores do que a capacidade do equipamento, a água flui através de um caminho de derramamento. Pequenas Centrais Hidrelétricas estão autorizadas para participar do MRE, e, neste caso, a quantidade de energia vendida pela usina depende unicamente do seu certificado de garantia e não de sua produção de energia individual.

A CPFL Renováveis opera 40 de nossas 50 Pequenas Centrais Hidrelétricas (39 operacionais e 1 em construção), principalmente sob concessões e registros, todas localizadas nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

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

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Usinas termelétricas a biomassa

Usinas termelétricas a biomassa são geradores que usam a combustão de matéria orgânica para a produção de energia. Esta matéria orgânica pode incluir produtos como bagaço de cana-de-açúcar, carvão vegetal, biogás, licor negro, casca de arroz e cavacos de madeira. A energia a biomassa é renovável e gera menos poluição do que outras formas de energia, tais como as obtidas com o uso de combustíveis fósseis (petróleo e carvão mineral). O período de construção de usinas termelétricas a biomassa é mais curto do que o de Pequenas Centrais Hidrelétricas (de um a dois anos, em média). O investimento necessário por MW instalado para a construção de uma usina termelétrica a biomassa é proporcionalmente menor do que o investimento para a construção de uma Pequena Central Hidrelétrica. Por outro lado, a operação de uma usina termelétrica a biomassa é geralmente mais complexa, pois envolve a aquisição, a logística e a produção da matéria orgânica usada para geração de energia. Por este motivo, os custos operacionais de usinas termelétricas a biomassa tendem a ser mais elevados do que os custos operacionais de Pequenas Centrais Hidrelétricas.

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

Nós atualmente possuímos oito usinas termelétricas a biomassa sob o regime de autorização, localizadas nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio Grande do Norte e Paraná.

CPFL Bioenergia. Em parceria com a Baldin Bioenergia, construímos uma usina de cogeração na cidade de Pirassununga, no Estado de São Paulo, a qual entrou em operação em agosto de 2010. Esta usina de cogeração tem 45,0 MW de Capacidade Instalada total. A usina possui uma Energia Assegurada de 112,1 GWh e toda esta energia elétrica foi vendida para CPFL Brasil.

CPFL Bio Formosa. Em 2009, a CPFL Brasil fundou a usina Baía Formosa (CPFL Bio Formosa), localizada na cidade de Baía Formosa, no estado do Rio Grande do Norte, com uma capacidade instalada total de 40 MW. A CPFL Bio Formosa iniciou suas operações em setembro de 2011. Aproximadamente 11 MW da energia foi vendida no leilão A-5 por meio de CCEARs, em vigor até 2025.

CPFL Bio Buriti. Em Março de 2010, a CPFL Bio Buriti, que foi formada para desenvolver projetos de geração de energia elétrica usando bagaço de cana de açúcar, assinou um contrato de parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial para desenvolver novos projetos de geração a biomassa. A CPFL Bio Buriti, localizada na cidade de Buritizal, no estado de São Paulo, iniciou suas operações em Outubro de 2011. A Capacidade Instalada total desta usina é de 50 MW. A CPFL Bio Buriti possui um contrato de aquisição de energia associado de 183,6 GWh em vigor até 2030 com a CPFL Brasil.

CPFL Bio Ipê. Em março de 2010, a CPFL Bio Ipê, constituída para desenvolver projetos de geração de energia de bagaço de cana-de-açúcar, assinou um acordo de parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial para desenvolver novos projetos a biomassa. A CPFL Bio Ipê, localizada na cidade de Nova Independência, no estado de São Paulo, iniciou suas operações em maio de 2012. A Capacidade Instalada total desta usina é de 25 MW. Este projeto possui um contrato de aquisição de energia associado de 71,5 GWh em vigor até 2030 e a energia foi inteiramente vendida para a CPFL Brasil.

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

uma Capacidade Instalada total de 70 MW e uma Energia Assegurada de 213,7 GWh. A energia elétrica da CPFL Bio Pedra foi vendida em um leilão em 2010, por meio de CCEARs em vigor até 2027.

CPFL Bio Ester. Em Outubro de 2012, a CPFL Renováveis, concluiu a aquisição de ativos de geração de energia elétrica e sistema de cogeração de vapor da SPE Lacenas Participações Ltda., que controla a Usina Termelétrica Ester, localizada no município de Cosmópolis no estado de São Paulo. Os ativos possuem uma Capacidade Instalada de 40 MW. Cerca de 7 MW de energia de cogeração da Usina Termelétrica Ester foi comercializado no leilão de fontes de energia alternativa de 2007, por um período de 15 anos. Os restantes 3,2 MW de energia foram vendidos no mercado livre por 21 anos.

CPFL Coopcana. A construção da UTE Coopcana começou em 2012 na cidade de São Carlos do Ivaí, no estado do Paraná, e suas operações iniciaram em 28 de agosto de 2013. A Capacidade Instalada total da UTE Coopcana é de 50 MW e sua Energia Assegurada é de 157,7 GWh. Este projeto possui um PPA associado em vigor até 2033 com a CPFL Brasil.

CPFL Alvorada. A UTE Alvorada, localizada na cidade de Araporã, no estado de Minas Gerais, iniciou suas atividades em novembro de 2013. A Capacidade Instalada total da UTE Alvorada é de 50 MW e a Energia Assegurada é de 158,6 GWh. Este projeto possui um contrato de aquisição de energia associado em vigor até 2032 com a CPFL Brasil.

Usina de Energia Solar

Tanquinho. A usina de energia solar Tanquinho, no estado de São Paulo, iniciou as operações em novembro de 2012, com uma capacidade instalada de 1,1 MWp. Esperamos que Tanquinho gere aproximadamente 1,6 GWh ao ano.

Parques Eólicos

Energia eólica é aquela derivada da força do vento passando sobre as lâminas de uma turbina eólica e fazendo com que a turbina gire. A quantidade de energia mecânica que é transferida e o potencial de energia elétrica a ser produzido estão diretamente relacionados com a densidade do ar, a área coberta por lâminas de turbina eólica, a velocidade do vento e altura de cada turbina eólica.

A construção de um parque eólico é menos complexa do que a construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas, uma vez que consiste na preparação da fundação e instalação de turbinas eólicas, que são montadas no local pelos fornecedores. O período de construção de um parque eólico é menor do que de uma Pequena Central Hidrelétrica, variando de 18 meses a 2 anos, em média. O investimento por MW instalado para a construção de um parque eólico é proporcionalmente menor do que o investimento para a construção de uma Pequena Central Hidrelétrica. Em contrapartida, a operação pode ser mais complexa, e há mais riscos associados com a variabilidade dos ventos, especialmente no Brasil, onde há um pequeno histórico de medição de vento.

Certas regiões do Brasil são mais favoráveis em termos de velocidade de vento, com altas velocidades médias e baixa volatilidade, conforme medido pela variação de velocidade, permitindo maior previsibilidade no volume de energia eólica a ser produzido. Parques eólicos operam de modo complementar, com usinas hidrelétricas, desde que a velocidade do vento seja geralmente mais elevada em períodos de seca e, portanto, preservando a água dos reservatórios em períodos de escassez de chuva. A operação complementar de parques eólicos e Pequenas Centrais Hidrelétricas deverá permitir-nos "estocar" energia elétrica nos reservatórios das Pequenas Centrais Hidrelétricas durante o período de alta geração de energia eólica. Estimativas da Abeeólica – Associação Brasileira de Energia Eólica indicam um potencial de energia eólica de 500 GW no Brasil, um volume que ultrapassa significativamente a atual capacidade total instalada do país de 12,76 GW, em dezembro de 2017, de acordo com a ANEEL, sinalizando um potencial elevado de crescimento neste segmento. Parques eólicos também são elegíveis para MDL e têm potencial para gerar créditos de carbono para venda.

Atualmente temos 45 parques eólicos sob o regime de autorização, localizados nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Praia Formosa: O parque eólico Praia Formosa, no Estado do Ceará, iniciou suas operações em agosto de 2009. Possui uma Capacidade Instalada de 105 MW e um contrato associado com a Eletrobrás nos termos do PROINFA para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. O PPA está em vigor até Agosto de 2029.

Icaraizinho: O parque eólico de Icaraizinho, no Estado do Ceará, iniciou suas operações em outubro de 2009. Possui uma Capacidade Instalada de 54,6 MW e um contrato associado com a Eletrobrás nos termos do PROINFA para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. O contrato de aquisição de energia está em vigor até Outubro de 2029.

Foz do Rio Choró: O parque eólico Foz do Rio Choró, no Estado do Ceará, iniciou suas operações em janeiro de 2009. Possui uma Capacidade Instalada de 25,2 MW e um contrato associado com a Eletrobrás nos termos do PROINFA para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. O contrato de aquisição de energia está em vigor até 29 de Junho de 2029.

Paracuru: O parque eólico Paracuru, no Estado do Ceará, iniciou suas operações em novembro de 2008. Possui uma Capacidade Instalada de 25,2 MW e um contrato de aquisição de energia associado em vigor até novembro de 2028.

Taíba Albatroz: O parque eólico Taíba Albatroz, no Estado do Ceará, possui uma Capacidade Instalada de 16,5 MW e um acordo de associação com a Eletrobrás, nos termos do PROINFA, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Taíba Albatroz foi concluída em junho de 2012.

Bons Ventos: O parque eólico Bons Ventos, no Estado do Ceará, possui uma Capacidade Instalada de 50,0 MW e um acordo de associação com a Eletrobrás, nos termos do PROINFA, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Bons Ventos foi concluída em junho de 2012.

Canoa Quebrada: O parque eólico Canoa Quebrada, no Estado do Ceará, possui uma Capacidade Instalada de 57,0 MW e um acordo de associação com a Eletrobrás, nos termos do PROINFA, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Canoa Quebrada foi concluída em Junho de 2012.

Enacel: O parque eólico Enacel, no Estado do Ceará, possui uma Capacidade Instalada de 31,5 MW e um acordo de associação com a Eletrobrás, nos termos do PROINFA, para vender toda a energia gerada por um período de 20 anos. A aquisição do parque eólico Enacel foi concluída em junho de 2012.

Complexo de Santa Clara: O Complexo de Santa Clara, no estado do Rio Grande do Norte, composto por sete parques eólicos com uma Capacidade Instalada de 188 MW e um CCEAR associado em vigor até 2032. O Complexo Santa Clara vendeu sua energia por meio do "Leilão de Energia de Reserva de 2009".

Parque Eólico Campo dos Ventos II: Em 2010, a CPFL Geração adquiriu o parque eólico Campo dos Ventos II (a CPFL Renováveis detém este investimento atualmente), nas cidades de João Câmara e Parazinho, no estado do Rio Grande do Norte, cujas operações foram iniciadas em setembro de 2013. Esse parque eólico tem uma Capacidade Instalada de 30 MW e Energia Assegurada de 131,4 GWh. A energia elétrica do parque eólico Campo dos Ventos II foi vendida através de um leilão realizado em 2010, com o contrato de aquisição de energia em vigor até agosto de 2033.

Parque Eólico Rosa dos Ventos: Em junho de 2013, a CPFL Renováveis adquiriu o parque eólico Rosa dos Ventos (Canoa Quebrada e Lagoa do Mato), localizado no estado do Ceará. Esse parque eólico tem uma Capacidade Instalada de 13,7 MW. A eletricidade da Rosa dos Ventos possui um acordo de associação, nos termos do PROINFA.

Complexo Atlântica: O complexo Atlântica consiste dos parques eólicos Atlântica I, II, IV e V. A Capacidade Instalada total é de 120 MW e Energia Assegurada total de 461,7 GWh. A energia elétrica

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

destes parques eólicos foi vendida em um leilão de energias alternativas em 2010, por meio de CCEARs em vigor até 2033. O Complexo Atlântica iniciou suas operações em março de 2014.

Complexo Macacos: O Complexo Macacos consiste nos Parques Eólicos de Pedra Preta, Costa Branca, Juremas e Macacos. O Complexo dispõe de uma Capacidade Instalada total de 78,2 MW e Energia Assegurada Total de 37,5 MW médio. O Complexo Macacos vendeu sua energia por meio do Leilão de Fontes Alternativas de 2010.

Complexo Morro dos Ventos: O Complexo Morro dos Ventos consiste nos Parques Eólicos de Morro dos Ventos I, Morro dos Ventos III, Morro dos Ventos IV, Morro dos Ventos VI e Morro dos Ventos IX. O Complexo dispõe de uma Capacidade Instalada Total de 144,0 MW e Energia Assegurada Total de 68,5 MW médio. O Complexo Morro dos Ventos vendeu sua energia por meio do Leilão de Reserva de Energia de 2009.

Complexo Eurus: O Complexo Eurus consiste nos Parques Eólicos Eurus I e Eurus III. O Complexo dispõe de uma Capacidade Instalada Total de 60 MW e Energia Assegurada Total de 31,6 MW médio. O Complexo Eurus vendeu sua energia por meio do Leilão de Reserva de Energia de 2010.

Morro dos Ventos II: o parque eólico de Morro dos Ventos II, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, tem uma Capacidade Instalada de 29,1 MW e Energia Assegurada total de 15,3 MW médios. Esse parque eólico iniciou suas operações em abril de 2015.

Complexos São Benedito e Campo dos Ventos. O Complexo São Benedito compreende os parques eólicos Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica, São Domingos, Ventos do São Marinho e Santa Úrsula. Os Parques Eólicos São Domingos e Ventos de São Martinho, que anteriormente faziam parte do Complexo Campo dos Ventos, foram alocados ao Complexo São Benedito, a fim de aumentar sinergias. O Complexo Campo dos Ventos compreende os Parques Eólicos Campo dos Ventos I, III e V. Apresentam, em conjunto, uma Capacidade Instalada de 231 MW e uma Energia Assegurada total de 1.059,1 GWh/ano. Esse projeto tem um contrato de aquisição de energia em vigor até 2034, para o Complexo São Benedito, e 2033, para o Complexo Campo dos Ventos.

Pedra Cheirosa: O Complexo Pedra Cheirosa, localizado no estado do Ceará, consiste nos parques eólicos Pedra Cheirosa I e Pedra Cheirosa II, que possuem Capacidade Instalada total de 48,3 MW e Energia Assegurada total de 26,1 MWavg. Este parque eólico iniciou suas operações em junho de 2017.

A tabela a seguir apresenta certas informações relativas às nossas principais instalações renováveis, detidas pela CPFL Renováveis (51,60% de nossas ações) em operação em 31 de dezembro de 2017:

	Capacidade (MW)		Energia Assegurada (GWh)		Colocada em Funcionamento	Atualização da instalação	Término da Concessão
	Nossa part.	TOTAL	Nossa part.	TOTAL			
Pequenas Centrais Hidrelétricas:							
Alto Irani.....	10,8	21,0	55,9	108,3	2008		2032
Americana.....	15,5	30,0	26,6	51,5	1949	2002	2027
Andorinhas.....	0,3	0,5	1,9	3,7	1940		(2)
Arvoredo.....	6,7	13,0	33,4	64,6	2010		2032
Barra da Paciência.....	11,9	23,0	67,3	130,4	2011		2029
Buritis.....	0,4	0,8	1,6	3,1	1922		2027(1)
Capão Preto.....	2,2	4,3	9,8	19,0	1911	2008	2027
Chibarro.....	1,3	2,6	6,9	13,4	1912	2008	2027
Cocais Grande.....	5,2	10,0	20,8	40,4	2009		2029
Corrente Grande.....	7,2	14,0	38,6	74,7	2011		2030
Diamante.....	2,2	4,2	7,2	14,0	2005		2019
Dourados.....	5,6	10,8	25,7	49,8	1926	2002	2027
Eloy Chaves.....	9,7	18,8	49,8	96,4	1954	1993	2027
Esmeril.....	2,6	5,0	13,0	25,2	1912	2003	2027
Figueirópolis.....	10,0	19,4	57,0	110,4	2010		2034
Gavião Peixoto.....	2,5	4,8	16,4	31,8	1913	2007	2027
Guaporé.....	0,4	0,7	1,8	3,5	1950		(2)
Jaguarí.....	6,1	11,8	20,3	39,4	1917	2002	2027
Lençóis.....	0,9	1,7	4,7	9,1	1917	1988	2027
Ludesa.....	15,5	30,0	95,8	185,7	2007		2032
Mata Velha.....	12,4	24,0	59,2	114,8	2016		
Monjolinho.....	0,3	0,6	0,5	1,0	1893	2003	2027(2)
Ninho da Águia.....	5,2	10,0	29,4	56,9	2011		2029
Novo Horizonte.....	11,9	23,0	47,0	91,1	2011		2032

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

	Capacidade (MW)		Energia Assegurada (GWh)		Colocada em Funcionamento	Atualização da instalação	Término da Concessão
	Nossa part.	TOTAL	Nossa part.	TOTAL			
<i>Paiol</i>	10,3	20,0	47,3	91,7	2010		2032
<i>Pinhal</i>	3,5	6,8	16,7	32,4	1928	1993	2027
<i>Pirapó</i>	0,4	0,8	2,6	5,1	1952		(2)
<i>Plano Alto</i>	8,3	16,0	41,8	81,0	2008		2032
<i>Saltinho</i>	0,4	0,8	3,3	6,4	1950		(2)
<i>Salto Góes</i>	10,3	20,0	50,2	97,2	2012		2040
<i>Salto Grande</i>	2,4	4,6	11,7	22,6	1912	2003	2027
<i>Santa Luzia</i>	14,7	28,5	83,3	161,4	2007		2037
<i>Santana</i>	2,2	4,3	11,8	22,9	1951	2002	2027
<i>São Gonçalo</i>	5,7	11,0	32,6	63,2	2010		2030
<i>São Joaquim</i>	4,2	8,1	22,9	44,4	1911	2002	2027
<i>Socorro</i>	0,5	1,0	1,4	2,7	1909	1994	2027 ⁽¹⁾
<i>Três Saltos</i>	0,3	0,6	1,9	3,8	1928		2027 ⁽¹⁾
<i>Varginha</i>	4,6	9,0	24,4	47,2	2010		2029
<i>Várzea Alegre</i>	3,9	7,5	22,1	42,7	2011		2029
SUBTOTAL – Pequenas Centrais Hidrelétricas – Nossa participação	218	423	1.065	2.063			
Usinas Termelétricas a Biomassa:							
<i>Baldin (CPFL Bioenergia)</i>	23,2	45,0	31,9	61,8	2010		2039
<i>Bio Alvorada</i>	25,8	50,0	89,9	174,3	2013		2042
<i>Bio Buriti</i>	25,8	50,0	48,7	94,4	2011		2040
<i>Bio Coopcana</i>	25,8	50,0	81,4	157,7	2013		2042
<i>Bio Ester</i>	20,6	40,0	65,5	127,0	2010		2029
<i>Bio Formosa</i>	20,6	40,0	24,9	48,2	2011		2032
<i>Bio Ipê</i>	12,9	25,0	32,4	62,8	2012		2040
<i>Bio Pedra</i>	36,1	70,0	46,5	90,2	2012		2046
SUBTOTAL – Usinas Termelétricas a Biomassa – Nossa participação	191	370	421	816			
Parques Eólicos							
<i>Atlântica I</i>	15,5	30,0	59,2	114,8	2014		2046
<i>Atlântica II</i>	15,5	30,0	58,3	113,0	2014		2046
<i>Atlântica IV</i>	15,5	30,0	58,8	113,9	2014		2046
<i>Atlântica V</i>	15,5	30,0	61,9	120,0	2014		2046
<i>Bons Ventos</i>	25,8	50,0	74,0	143,4	2010		2033
<i>Campo dos Ventos I</i>	13,0	25,2	61,5	119,1	2016		2046
<i>Campo dos Ventos II</i>	15,5	30,0	67,8	131,4	2013		2046
<i>Campo dos Ventos III</i>	13,0	25,2	60,6	117,4	2016		2046
<i>Campo dos Ventos V</i>	13,0	25,2	59,2	114,8	2016		2046
<i>Canoa Quebrada</i>	29,4	57,0	108,8	210,9	2010		2032
<i>Canoa Quebrada (Rosa dos Ventos)</i>	5,4	10,5	1,7	3,3	2014		2032
<i>Costa Branca</i>	10,7	20,7	44,3	85,8	2014		2046
<i>Enacel</i>	16,3	31,5	46,2	89,6	2010		2032
<i>Eurus I</i>	15,5	30,0	70,1	135,8	2014		2046
<i>Eurus III</i>	15,5	30,0	72,8	141,0	2014		2046
<i>Eurus VI</i>	4,1	8,0	14,3	27,7	2011		2045
<i>Foz do Rio Choró</i>	13,0	25,2	33,3	64,6	2009		2032
<i>Icaraizinho</i>	28,2	54,6	99,8	193,4	2009		2032
<i>Juremas</i>	8,3	16,1	34,4	66,6	2014		2046
<i>Lagoa do Mato</i>	1,7	3,2	0,7	1,4	2014		2032
<i>Macacos</i>	10,7	20,7	44,3	85,8	2014		2046
<i>Morro dos Ventos I</i>	14,9	28,8	61,0	118,3	2014		2045
<i>Morro dos Ventos III</i>	14,9	28,8	62,8	121,8	2014		2045
<i>Morro dos Ventos IV</i>	14,9	28,8	61,9	120,0	2014		2045
<i>Morro dos Ventos VI</i>	14,9	28,8	59,2	114,8	2014		2045
<i>Morro dos Ventos IX</i>	15,5	30,0	64,7	125,3	2014		2045
<i>Morro dos Ventos II</i>	15,1	29,2	69,1	134,0	2015		2047
<i>Pedra Cheirosa</i>	24,9	48,3	124,3	240,9	2017		2049
<i>Paracuru</i>	13,0	25,2	56,9	110,2	2008		2032
<i>Pedra Preta</i>	10,7	20,7	46,6	90,2	2014		2046
<i>Praia Formosa</i>	54,2	105,0	130,4	252,6	2009		2032
<i>Santa Clara I</i>	15,5	30,0	62,0	120,1	2011		2045
<i>Santa Clara II</i>	15,5	30,0	57,7	111,8	2011		2045
<i>Santa Clara III</i>	15,5	30,0	56,6	109,6	2011		2045
<i>Santa Clara IV</i>	15,5	30,0	55,6	107,8	2011		2045
<i>Santa Clara V</i>	15,5	30,0	56,1	108,7	2011		2045
<i>Santa Clara VI</i>	15,5	30,0	55,6	107,7	2011		2045
<i>São Domingos</i>	13,0	25,2	(3)	(3)	2016		2032
<i>Taiba</i>	8,5	16,5	30,3	58,8	2008		2032
<i>Ventos de São Benedito</i>	15,2	29,4	(3)	(3)	2016		2032
<i>Ventos de Santo Dimas</i>	15,2	29,4	(3)	(3)	2016		2032
<i>Ventos de São Martinho</i>	7,6	14,7	(3)	(3)	2016		2032
<i>Ventos de Santa Mônica</i>	15,2	29,4	(3)	(3)	2016		2032
<i>Ventos de Santa Úrsula</i>	14,1	27,3	(3)	(3)	2016		2032
SUBTOTAL Parques Eólicos – Nossa participação	675	1.309	2.243	4.346			

Usina de energia solar:

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

	Capacidade (MW)		Energia Assegurada (GWh)		Colocada em Funcionamento	Atualização da instalação	Término da Concessão
	Nossa part.	TOTAL	Nossa part.	TOTAL			
	Tanquinho	0,6	1,1	1,0			
SUBTOTAL – Usina de energia solar – Nossa participação	1	1	1	2			
TOTAL (apenas nossa participação)	1.085	2.103	3.729	7.228			

(1) Projetos hidrelétricos com capacidade instalada igual ou inferior a 1.000 kW, que possuem contrato de concessão. A legislação para PCHs com capacidade instalada inferior a 5.000 kW foi alterada e atualmente requer registro. Os contratos de concessão são válidos até a data do seu vencimento.

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

(3) Projetos que não possuem Energia Assegurada, tendo em vista que eles não operam no mercado regulado.

Expansão da Capacidade de Geração.

O consumo de energia elétrica no Brasil cresceu 1,5%, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE. Com o objetivo de endereçar essa projeção de aumento na demanda e também para melhorar nossas margens, estamos continuamente expandindo a nossa Capacidade Instalada de geração renovável. A CPFL Renováveis está construindo a PCHs Boa Vista II, que deverá ter uma Capacidade Instalada de 29,9 MW (da qual nossa parte consolidada será 15,4 MW). Esperamos que a capacidade de geração desse empreendimento se torne plenamente operacional ao final de 2020.

A tabela a seguir demonstra as informações relacionadas a esse projeto de geração renovável, em construção:

Usinas em desenvolvimento	Capacidade de Instalada Estimada (MW)	Energia Assegurada Estimada (GWh/ano)	Início da Construção	Início Esperado das Operações	Nossa Participação (%)	Capacidade e Instalada Estimada Disponível (MW)	Energia Assegurada Estimada Disponível para nós (GWh/ano)
Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Boa Vista II (1 sociedade)	29,9	136	2017	2020	51,60	15,4	70

PCH Boa Vista II. A PCH Boa Vista está localizada no Estado de Minas Gerais. O início das operações da PCH Boa Vista está programado para 2020. Sua construção teve início em fevereiro de 2017. Ela deverá ter uma Capacidade Instalada total de 29,9 MW e uma Energia Assegurada total de 136 GWh/ano. A energia foi vendida por meio do Leilão A-5/2015, realizado em 2015.

b. características do processo de distribuição;

Somos uma das maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil, com base na quantidade de energia elétrica que distribuimos em 2017. Juntas, nossas cinco subsidiárias distribuidoras fornecem energia elétrica para uma região que abrange 303.573 quilômetros quadrados predominantemente nos Estados de São Paulo e do Rio Grande do Sul. Suas áreas de concessão incluem 679² municípios e uma população de aproximadamente 22,8 milhões de pessoas. Juntas, elas forneceram energia elétrica para aproximadamente 9,4 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2017. Nossas cinco subsidiárias distribuíam aproximadamente 14,2% do total da energia elétrica distribuída no Brasil em 2017, com base nos dados da Empresa de Pesquisas Energéticas, ou EPE.

Possuímos cinco distribuidoras de energia elétrica:

- **CPFL Paulista.** A Companhia Paulista de Força e Luz, ou CPFL Paulista, distribui energia elétrica para uma região que abrange 90.440 quilômetros quadrados no Estado de São Paulo, com uma população de aproximadamente 10,2 milhões de habitantes. Sua área de concessão cobre 234 municípios, incluindo as cidades de Campinas, Bauru, Ribeirão Preto, São José do Rio Preto,

² Este total refere-se ao número de municípios dentro de nossas áreas de concessão. Adicionalmente, atendemos consumidores localizados em municípios fora de nossa área de concessão nos casos onde estes consumidores não são atendidos pela concessionária local

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Araraquara e Piracicaba. A CPFL Paulista tinha aproximadamente 4,4 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2017. Em 2017, a CPFL Paulista distribuiu 20.485 GWh de energia elétrica, respondendo por aproximadamente 24,1% do total da energia elétrica distribuída no Estado de São Paulo e 6,4% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante o ano.

- **CPFL Piratininga.** A Companhia Piratininga de Força e Luz, ou CPFL Piratininga, distribui energia elétrica para uma região que abrange 6.785 quilômetros quadrados na parte sul do Estado de São Paulo, com uma população de aproximadamente 4,2 milhões de habitantes. Sua área de concessão abrange 27 municípios, incluindo as cidades de Santos, Sorocaba e Jundiaí. A CPFL Piratininga tinha aproximadamente 1,7 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2017. Em 2017, a CPFL Piratininga distribuiu 7.921 GWh de energia elétrica, representando aproximadamente 9% do total da energia elétrica distribuída no Estado de São Paulo e 2,5% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante o ano.
- **RGE.** A Rio Grande Energia S.A., ou RGE, distribui energia elétrica para uma região que abrange 86.152 quilômetros quadrados no Estado do Rio Grande do Sul, com uma população de aproximadamente 3,9 milhões de habitantes. Sua área de concessão abrange 255 municípios, incluindo as cidades de Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves. A RGE tinha aproximadamente 1,5 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2017. Em 2017, a RGE distribuiu 7.949 GWh de energia elétrica, respondendo por aproximadamente 33,2% do total da energia elétrica distribuída no Estado do Rio Grande do Sul e 2,5% do total da energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.
- **RGE Sul.** A RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., ou RGE Sul, fornece energia elétrica para uma área de concessão de 99.512 quilômetros quadrados no Estado do Rio Grande do Sul, com uma população de aproximadamente 3,4 milhões de pessoas. Sua área de concessão cobre 118 municípios, incluindo as cidades de Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria e Uruguaiana. A RGE Sul tinha aproximadamente 1,3 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2017. Em 2017 (período de dois meses em que a RGE Sul foi refletida em nossos resultados financeiros, logo após ser por nós adquirida), a RGE Sul forneceu 6.771 GWh de energia elétrica.
- **CPFL Santa Cruz.** A Companhia Luz e Força Santa Cruz, ou CPFL Santa Cruz, distribui energia elétrica para uma área que abrange 20.684 quilômetros quadrados, que inclui 39 municípios da região noroeste do Estado de São Paulo, três municípios do Estado do Paraná e três municípios no estado de Minas Gerais. Em 2017, a CPFL Santa Cruz distribuiu 2.260 GWh de energia elétrica para aproximadamente 447 mil consumidores, que respondem por aproximadamente 2% do total da energia elétrica distribuída no Estado de São Paulo e 0,7% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante o ano.

A CPFL Santa Cruz é a incorporadora de nossas cinco distribuidoras anteriores, a CPFL Santa Cruz; Companhia Leste Paulista de Energia; Companhia Sul Paulista de Energia; Companhia Luz e Força de Mococa; e CPFL Jaguari.

Em 9 de dezembro de 2015, as concessões detidas pelas Empresas Incorporadas foram prorrogadas até julho de 2045.

Rede de Distribuição

Nossas cinco distribuidoras possuem 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 cada uma de nossas áreas de concessão. Todos os consumidores conectados a essas linhas de distribuição, tais como Consumidores Livres ou outras concessionárias, estão obrigados a pagar uma Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ("TUSD").

Cada uma de nossas subsidiárias possui uma rede de distribuição composta predominantemente de linhas aéreas e subestações com níveis de tensão sucessivamente menores. Os consumidores são classificados em diferentes níveis de tensão, com base na energia elétrica por eles consumida e em sua demanda por energia elétrica. Grandes consumidores industriais e comerciais recebem energia elétrica

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 2017, nossas Redes de Distribuição consistiam em 318.018 quilômetros de linhas de distribuição incluindo 457.741 transformadores de distribuição e 12.504 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV. Naquela data, detínhamos 547 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição, com capacidade total de transformação de 18.468 megavolt *amperes*. Entre os consumidores industriais e comerciais em nossa área de concessão, 387 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.

Performance do Sistema

Perdas de Energia elétrica

Enfrentamos dois tipos de perdas de energia elétrica: perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas são inerentes ao fluxo de energia elétrica através do sistema de distribuição. As perdas comerciais são perdas que resultam de conexões ilegais, fraude ou erros de faturamento e similares. Os índices históricos de perda de energia elétrica das nossas três maiores distribuidoras (CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE) são mais favoravelmente comparadas ao percentual médio de outras importantes distribuidoras brasileiras, segundo as informações mais recentes disponibilizadas pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, ou ABRADEE, uma associação do setor. De acordo com as mesmas informações, os índices de perda de energia da RGE Sul também se comparam favoravelmente à média nacional, embora em menor grau do que o histórico das nossas três maiores subsidiárias. Estamos também nos empenhando ativamente em reduzir as perdas comerciais decorrentes de conexões ilegais, fraude ou erros de faturamento. Para isso, em cada uma de nossas cinco subsidiárias, destacamos equipes técnicas qualificadas para realizar inspeções, aumentamos o monitoramento de consumos irregulares, aumentamos as reposições de equipamentos de medição obsoletos e desenvolvemos um programa de computador para descobrir e analisar faturamentos irregulares. Realizamos aproximadamente 441 mil inspeções em 2017, o que acreditamos ter conduzido a uma recuperação de recebíveis estimada em mais de R\$ 60,3 milhões.

Interrupções de Energia

A tabela abaixo determina, para cada uma de nossas subsidiárias, a frequência e duração das interrupções de energia por consumidor nos anos findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015:

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	RGE Sul	CPFL Santa Cruz ⁽³⁾	CPFL Jaguari ⁽³⁾	CPFL Mococa ⁽³⁾	CPFL Leste Paulista ⁽³⁾	CPFL Sul Paulista ⁽³⁾
FEC ¹	4,94	4,45	7,74	7,62	3,69	5,64	6,04	6,19	6,77
DEC ²	7,14	6,97	14,16	15,58	4,82	6,31	5,92	7,91	8,20

(1) Frequência de interrupções por consumidor, por ano (número de interrupções).
(2) Duração das interrupções por consumidor, por ano (em horas).
(3) Incorporada pela CPFL Santa Cruz em 1º de janeiro de 2018. Para mais informações.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga ⁽⁴⁾	RGE	RGE Sul ⁽³⁾	CPFL Santa Cruz ⁽⁵⁾	CPFL Jaguari	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista
FEC ¹	4,99	3,97	7,58	9,41	4,08	6,07	6,73	5,66	11,22
DEC ²	7,61	8,44	14,45	19,45	5,60	7,02	10,58	7,96	14,90

(1) Frequência de interrupções por consumidor, por ano (número de interrupções).
(2) Duração das interrupções por consumidor, por ano (em horas).
(3) Adquirida por nós em 31 de outubro de 2016, a RGE Sul não era uma subsidiária da nossa Companhia nos primeiros 10 meses de 2016.
(4) Em nosso relatório anual de 2016, publicamos um FEC de 3,80 e DEC de 6,97 para a CPFL Piratininga, cujas estatísticas excluíram o efeito de uma interrupção no fornecimento da energia fornecida pela CTEEP, em vista de uma tempestade. Uma decisão da ANEEL exigiu que incluíssemos o efeito dessa interrupção nas estatísticas para a CPFL Piratininga.
(5) Incorporada pela CPFL Santa Cruz em 1º de janeiro de 2018.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	RGE Sul ⁽³⁾	CPFL Santa Cruz	CPFL Jaguari	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista
FEC ¹	4,89	4,31	8,33	8,42	6,34	4,61	5,92	5,67	9,47
DEC ²	7,75	7,25	15,98	19,11	8,46	6,93	7,04	7,92	11,51

- (1) Frequência de interrupções por consumidor, por ano (número de interrupções).
 (2) Duração das interrupções por consumidor, por ano (em horas).
 (3) Adquirida por nós em 31 de outubro de 2016, a RGE Sul não era uma subsidiária da nossa Companhia em 2015.

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 ABRADEE de 2016, que são as informações mais recentes disponíveis, nossa frequência e duração média das interrupções por consumidor durante os últimos anos se comparam favoravelmente com as médias para as demais distribuidoras brasileiras. Ademais, os números de nosso FEC e DEC tiveram uma melhora significativa de 2016 para 2017, comprovando a eficácia de nossa manutenção e investimento nessas distribuidoras.

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

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

Nossas subsidiárias de distribuição têm tecnologia de construção e manutenção que permite reparos em redes energizadas sem interrupção do serviço, permitindo-nos, assim, ter baixos índices de interrupção programada, equivalendo a aproximadamente 12,6% do total de interrupções. As interrupções não programadas em razão de acidentes ou causas naturais, incluindo descargas atmosféricas, incêndio e ventos representaram o total remanescente de nossas interrupções. Em 2017, investimos aproximadamente R\$1.882,5 milhões em nosso segmento de distribuição, principalmente em: (i) expansão, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atender o crescimento do mercado, (ii) infraestrutura operacional, (iii) atendimento ao cliente, e (iv) programas de pesquisa e desenvolvimento, dentre outros.

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

Tarifas

Tarifas de Distribuição no Varejo. Classificamos nossos consumidores em dois grupos diferentes: consumidores do Grupo A e consumidores do Grupo B, com base no nível de tensão em que a energia elétrica lhes é fornecida. Cada consumidor se enquadra em certo nível tarifário definido por lei e com

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

base em sua respectiva classificação. Alguns descontos estão disponíveis dependendo da classificação do consumidor, nível tarifário ou ambiente de negociação (consumidores livres e geradoras). Os consumidores do Grupo B pagam tarifas mais altas. As tarifas no Grupo B variam por tipos de consumidor (residencial, rural, outras categorias e iluminação pública). Os consumidores no Grupo A pagam tarifas menores, decrescendo de A4 para A1, pois seu fornecimento é feito em voltagens mais elevadas, que demandam menor utilização do sistema de distribuição de energia elétrica. As tarifas que cobramos pelas vendas de energia elétrica aos consumidores finais são determinadas segundo nossos contratos de concessão e regras ratificadas pela ANEEL. Esses contratos de concessão e a regulamentação correlata estabelecem um preço máximo com reajustes anuais, periódicos e extraordinários. Para maiores informações sobre o regime regulatório aplicável as nossas tarifas e respectivos reajustes, consulte "O Setor Elétrico Brasileiro" no item 7.10 deste Formulário de Referência.

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

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

As tabelas a seguir contêm informações relativas à média de nossos preços de fornecimento para cada categoria de consumidor em 2017, 2016 e 2015. Estes preços incluem tributos (ICMS, PIS e COFINS) e são calculados com base em nossas vendas e na quantidade de energia elétrica vendida em 2017, 2016 e 2015.

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017									
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	RGE Sul	CPFL Santa Cruz ⁽²⁾	CPFL Leste Paulista ⁽²⁾	CPFL Sul Paulista ⁽²⁾	CPFL Jaguari ⁽²⁾	CPFL Mococa ⁽²⁾
	(R\$/MWh)								
Residencial	572,79	585,98	667,24	708,93	646,21	620,96	632,70	590,43	664,57
Industrial	554,80	493,84	500,10	583,76	566,56	518,58	452,88	461,75	565,57
Comercial	563,84	532,64	652,20	706,58	632,20	583,81	585,65	532,52	630,32
Rural	322,43	361,45	339,60	271,45	388,09	360,66	386,92	362,72	407,56
Outros	425,13	383,42	264,44	607,72	340,23	442,23	425,43	410,70	449,41
Total	531,64	533,29	502,12	580,28	522,10	507,47	529,24	496,70	567,33

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2016									
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	RGE Sul ⁽¹⁾	CPFL Santa Cruz ⁽²⁾	CPFL Leste Paulista ⁽²⁾	CPFL Sul Paulista ⁽²⁾	CPFL Jaguari ⁽²⁾	CPFL Mococa ⁽²⁾
	(R\$/MWh)								
Residencial	591,80	679,76	665,32	742,37	665,54	599,01	616,72	580,38	650,89
Industrial	569,16	575,46	496,30	582,93	584,23	524,54	460,80	466,23	536,60
Comercial	571,80	609,34	654,51	734,76	650,17	567,98	577,97	531,61	617,03
Rural	322,86	419,32	332,16	275,02	404,93	352,51	379,15	353,03	382,57
Outros	434,09	436,56	262,92	505,37	333,73	435,06	419,70	405,37	437,20
Total	546,79	612,09	501,75	590,87	537,89	499,18	521,06	490,20	549,57

Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2015									
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	RGE Sul ⁽¹⁾	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Mococa
	(R\$/MWh)								
Residencial..	589,00	612,81	671,50	-	639,32	574,85	584,19	543,00	652,28

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Industrial.....	561,40	550,31	533,24	-	609,89	509,75	483,70	460,79	517,43
Comercial....	557,18	569,18	655,85	-	645,61	547,01	557,46	511,06	591,04
Rural	330,76	391,27	361,01	-	408,32	354,60	367,52	337,81	389,43
Outros	437,75	418,14	276,94	-	354,28	422,77	422,89	396,75	442,72
Total	543,50	565,51	518,22	-	544,61	486,10	510,87	474,80	545,21

- (1) Os preços médios de varejo da RGE Sul refletem o período de dois meses (novembro e dezembro de 2016) após nossa aquisição da RGE Sul, em 31 de outubro de 2016.
- (2) Em 21 de novembro de 2017, a ANEEL, através da Autorização No. 6.723/2017, aprovou nossa proposta de agrupamento das concessões de nossas cinco distribuidoras (CPFL Santa Cruz; CPFL Leste Paulista; CPFL Sul Paulista; CPFL Mococa e CPFL Jaguarí), nos termos da Resolução Normativa nº. 716/2016. A partir de 1 de janeiro de 2018, as Companhias foram agrupadas pela companhia denominada CPFL Santa Cruz (companhia essa anteriormente denominada CPFL Jaguarí).

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

TUSD. As tarifas em uso no sistema de distribuição, ou TUSD, são estabelecidas pela ANEEL e consistem de três tarifas descritas em "TUSD", no item 7.9 deste formulário. Em 2017, as receitas de tarifas pelo uso de nossa rede por Consumidores Livres totalizaram R\$ 2.137,6 milhões. A tarifa média pelo uso de nossa rede foi de R\$ 105,73/MWh, R\$130,88/MWh e R\$ 119,92/MWh em 2017, 2016 e 2015 respectivamente, incluindo a TUSD que cobramos de outras distribuidoras conectadas às nossas Redes de Distribuição.

Procedimentos de Faturamento

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

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

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Atendimento ao Consumidor

Empenhamo-nos em prestar serviços de atendimento de alta qualidade aos nossos consumidores do segmento de distribuição. Prestamos serviço ao consumidor 24 horas por dia, sete dias por semana. Os pedidos são recebidos por meio de várias plataformas, como *call centers*, nosso *website*, SMS e nosso aplicativo de *smartphone*. Em 2017, atendemos aproximadamente 47,9 milhões de protocolos. Também prestamos serviço de atendimento ao consumidor por meio de nossas agências as quais atenderam aproximadamente 5,6 milhões de solicitações de consumidores em 2017. O crescimento em solicitações eletrônicas nos permitiu reduzir os custos de atendimento ao consumidor e fornecer assistência através do nosso *call center* a um grande número de consumidores sem acesso à Internet. Após o recebimento de uma solicitação de serviço de consumidor, enviamos nossos técnicos para efetuar os reparos necessários.

Comercialização de Energia Elétrica, Serviços e Outros

Operações de Comercialização

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

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

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

Os preços pelos quais a CPFL Brasil compra e vende energia elétrica no mercado livre são determinados por negociações bilaterais com seus fornecedores e clientes. Os contratos com companhias de distribuição são regulados pela ANEEL. Além de vender energia elétrica a partes não relacionadas, a CPFL Brasil revende energia elétrica à CPFL Paulista, à CPFL Piratininga e à RGE. Contudo, as margens de lucro derivadas de vendas a partes relacionadas foram limitadas pela regulamentação da ANEEL. As disposições sobre autocontratação, que permitiam as distribuidoras a comprar energia elétrica de partes relacionadas foram eliminadas nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, com exceção dos contratos aprovados pela ANEEL anteriormente a março de 2004, antes da referida lei. Entretanto, estamos autorizados a vender energia elétrica para distribuidores por meio de processos licitatórios realizados no ambiente de contratação regulado.

Serviços

Por intermédio da CPFL Serviços, CPFL Atende, CPFL Total, CPFL Eficiência, Nect e Authi, oferecemos aos nossos consumidores uma ampla gama de serviços relacionados à energia elétrica. Esses serviços são projetados para auxiliar nossos clientes a obterem melhora da eficiência, do custo e da

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

confiabilidade dos equipamentos elétricos por eles utilizados. Nossos principais serviços de valor agregado relacionados à energia elétrica incluem:

- **Sistemas de Transmissão:** A CPFL Serviços planeja, constrói, executa e fornece subestações de energia elétrica e linhas de transmissão, levando em consideração as necessidades de cada consumidor e expectativas de crescimento, de acordo com rigorosos padrões de segurança, visando a otimização do uso de recursos.
- **Sistemas de Distribuição:** A CPFL Serviços realiza o planejamento e construção de sistemas de rede de distribuição de energia elétrica, sejam redes aéreas ou subterrâneas, subestações de média tensão e postos de transformação, além de instalações industriais e soluções em iluminação. Possui experiência significativa no mercado e conhecimento das diversas normas técnicas vigentes aplicáveis nas diferentes regiões brasileiras. Como resultado, leva energia com qualidade e soluções de alta tecnologia.
- **Manutenções Elétricas:** A CPFL Serviços oferece serviços de manutenção em instalações de média e alta tensão em um regime pontual ou com programação periódica, sempre com diagnóstico rápido e atendimento preciso. Também realiza serviços de reformas de subestações, manutenção de geradores e manobras em regime de linha viva.
- **Sistemas de Autoprodução e programas de eficiência energética:** Os sistemas de autoprodução, anteriormente oferecidos pela CPFL Serviços, consistem na produção alternativa de energia elétrica. Os sistemas de autoprodução garantem o fornecimento de energia elétrica para os consumidores, diversificam as fontes de insumos e reduzem custos. São fornecidos geradores a diesel e gás natural que atuam principalmente no horário de pico, reduzindo os custos com energia elétrica para nossos clientes. A cogeração de gás natural inclui a produção simultânea e sequencial de energia elétrica e térmica, a partir de um único combustível. Oferece também soluções em climatização e projetos de eficiência energética, bem como a distribuição de energia solar gerada. Após outubro de 2014, todas as atividades de autoprodução foram transferidas para a CPFL Eficiência, que oferece serviços relativos à climatização, cogeração, energia motriz e iluminação para a criação de soluções customizadas em eficiência energética, promovendo economias, sustentabilidade e segurança energética. A CPFL Eficiência também oferece serviços de geração fotovoltaica de energia distribuída, através da CPFL GD S.A., uma fonte de geração que introduz energia diretamente na rede da companhia de distribuição. Esse tipo de geração reduz o uso do sistema de transmissão e exige menor geração das centrais de energia, beneficiando o consumidor e o setor elétrico, como um todo.
- **Recuperação de Equipamentos:** A CPFL Serviços tem experiência em recuperar ativos elétricos para restabelecer sua eficiência. Sua experiência na recuperação de equipamentos a habilita também a fabricar transformadores de distribuição e transformadores de potência. Além disso, autoproduz e fabrica painéis para sistemas de medição, proteção e comando.
- **CPFL Atende:** CPFL Atende é uma Empresa de Relacionamento com Clientes e Centro de Contato criada para prestar serviços tanto para as empresas do nosso grupo como para outras empresas. Entre os serviços oferecidos estão: serviço presencial (face a face com seus clientes), Serviços *Back Office*, Recuperação de Créditos, Serviço de Atendimento ao Consumidor (SAC), Serviço de Ouvidoria, *Service Desk* e Vendas.
- **CPFL Total:** CPFL Total oferece o "Serviço em Conta", que possibilita cobrar por produtos e serviços nas faturas da conta de energia. As operações relacionadas a recebimentos de contas de consumo diversas foram descontinuadas em 2016.
- **Nect:** Nect é uma empresa criada para fornecer serviços administrativos tais como recursos humanos, compras e logística de materiais e infraestrutura administrativa para as empresas do nosso grupo. A Nect Serviços visa padronizar processos e alcançar ganhos de produtividade.
- **Authi:** fornece serviços de manutenção de tecnologia da informação, serviços relacionados a atualizações sistêmicas, desenvolvimento de programas e customizações, e serviços de manutenção de computadores e equipamentos periféricos.

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

c. características dos mercados de atuação, em especial:

i. participação em cada um dos mercados;

Consumidores

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

- *Consumidores industriais.* As vendas para consumidores industriais finais responderam por 27,5% de receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2017, em termos de volume.
- *Consumidores residenciais.* As vendas para consumidores residenciais finais responderam por 35,8% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2017, em termos de volume.
- *Consumidores comerciais.* As vendas para consumidores comerciais finais, que incluem as empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais, responderam por 19,2% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2017, em termos de volume.
- *Consumidores rurais.* As vendas para consumidores rurais responderam por 7,1% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2017.
- *Outros consumidores.* As vendas para os demais consumidores, que incluem serviços públicos, tais como iluminação pública, responderam por 10,5% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2017.

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

ii. condições de competição nos mercados;

Concorrência

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

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Ademais, a Companhia esclarece que não há que se falar em concorrentes em sua área de atuação, uma vez que, nos termos da legislação aplicável, as demais distribuidoras não podem distribuir energia no território da concessão da Companhia, de forma que os clientes localizados na respectiva região só podem adquirir energia da Companhia, com exceção dos consumidores que se tornem Consumidores Livres, os quais podem adquirir energia direto no mercado livre.

d. eventual sazonalidade;

Distribuição

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

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

Geração

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

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

e. principais insumos e matérias primas, informando:

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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Compras de Energia Elétrica

A maior parte da energia elétrica que vendemos é adquirida de partes não relacionadas, em vez de ser gerada em nossas instalações. Em 2017, 9,0% do total de energia elétrica adquirido por nossas distribuidoras foi adquirido de nossas subsidiárias de geração (incluindo nossas entidades controladas em conjunto).

Em 2017, compramos 11.779 GWh de energia elétrica da Usina Hidroelétrica de Itaipu, chegando a 15,1% do total da energia elétrica adquirida. Itaipu está localizada na fronteira entre Brasil e Paraguai e é objeto de um tratado bilateral entre os dois países, por meio do qual o Brasil se comprometeu a comprar quantidades de energia elétrica previamente estabelecida. Este tratado irá expirar em 2023. As prestadoras de serviços públicos de energia elétrica que operam por concessões nas regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste do Brasil são obrigadas por lei a comprar uma parte da energia elétrica que o Brasil é obrigado a comprar de Itaipu. As quantidades que essas empresas estão obrigadas a comprar são regidas por contratos *take-or-pay*, com tarifas estabelecidas em dólares norte-americanos por kW. A ANEEL determina anualmente a quantidade de energia elétrica a ser vendida por Itaipu.

Pagamos pela energia adquirida de Itaipu de acordo com a proporção entre a quantidade estabelecida pela ANEEL e a nossa quota-parte estabelecida por lei, independentemente de Itaipu ter gerado essa quantidade de energia elétrica ou não por um preço de US\$28,73/kW. Nossas compras representam aproximadamente 19,6% (incluindo a RGE Sul) do fornecimento total de Itaipu para o Brasil, desconsiderando as compras de energia do período de dois meses pela nossa subsidiária de distribuição RGE Sul, cujo controle foi adquirido em 31 de outubro de 2016. 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 2017, pagamos uma média de R\$199,58 por MWh para as compras de energia elétrica de Itaipu, em comparação com R\$ 192,99 em 2016 e R\$279,65 em 2015. Esses números não incluem a taxa de transmissão.

Compramos 66.195 GWh de energia elétrica em 2017 de outras empresas geradoras que não Itaipu, o que representa 84,9% do total da energia elétrica que adquirimos. Pagamos uma média de R\$ 191,88/MWh por compras de energia elétrica de empresas geradoras que não Itaipu, comparado com R\$ 164,77/MWh em 2016 e R\$210,44/MWh em 2015. Para obter mais informações sobre o mercado regulado e o ambiente de contratação livre, consulte "- O Setor Elétrico Brasileiro - A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico" no item 7.9 deste Formulário de Referência.

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

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2017	2016	2015
	(em GWh)		
Energia comprada para revenda:			
Itaipu	11.779	10.497	10.261
Energia de curto prazo	2.453	1.195	2.946
PROINFA	1.142	1.058	1.058
Energia adquirida no Ambiente de Contratação Regulada e por meio de		<u>51.225</u>	<u>44.342</u>

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

contratos bilaterais	62.600		
Total	77.974	63.975	58.607

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

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

Tarifas de Transmissão. Em 2017, pagamos um total de R\$ 1.284,0 milhões em tarifas pelo uso da rede de transmissão, inclusive as tarifas da Rede Básica, as tarifas de conexão e transmissão de energia elétrica de alta tensão de Itaipu às taxas estabelecidas pela ANEEL.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores;

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

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

iii. eventual volatilidade em seus preços.

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

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

7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total

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

a. Montante total de receitas provenientes do cliente

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

b. Segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

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

Concessões e Autorizações

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

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

Concessões

As concessões conferem direitos para gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica na respectiva área de concessão durante um período determinado (ao contrário das permissões e autorizações, que podem ser revogadas a qualquer tempo, a critério do MME, em consulta com a ANEEL). Esse período tem geralmente a duração de 35 anos para novas concessões de geração e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Uma concessão existente pode ser renovada a critério do poder concedente e mediante o atendimento de determinados requisitos pela concessionária.

A Lei de Concessões (Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995) estabelece, dentre outras disposições, as condições que a concessionária deverá cumprir na prestação de serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores e as obrigações da concessionária e do poder concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir com as regulações vigentes do setor elétrico. As principais disposições da Lei de Concessões estão descritas de forma resumida abaixo:

Serviço adequado. A concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acesso ao serviço.

Servidões. A concessionária poderá utilizar bens públicos ou solicitar ao poder concedente a desapropriação dos bens privados necessários, em benefício da concessionária. Neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária.

Responsabilidade Objetiva. A concessionária é diretamente responsável por todos os danos que sejam resultantes da prestação de seus serviços.

Mudanças no controle societário. O poder concedente deverá aprovar qualquer mudança direta ou indireta no controle acionário da concessionária.

Intervenção do poder concedente. Em conformidade com o disposto na Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, conforme modificada pela Lei nº 12.839, de julho de 2013, o poder concedente poderá intervir na concessão, por meio da ANEEL, com o fim de assegurar a adequada prestação dos serviços, bem como o fiel cumprimento das normas contratuais e regulatórias pertinentes. No prazo de 30 dias após a data do decreto, a ANEEL deverá iniciar um procedimento administrativo no qual será assegurado à concessionária direito de contestar a intervenção. Durante o prazo do procedimento administrativo, um interventor ficará responsável pela prestação dos serviços objeto da concessão. O procedimento administrativo deverá ser concluído em um ano (podendo ser prorrogado por mais dois

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

anos). Para que a intervenção cesse e a concessão volte à concessionária, será necessário que o acionista da concessionária apresente um plano de recuperação detalhado à ANEEL e corrija as irregularidades identificadas pela ANEEL.

Extinção da concessão. A extinção do contrato de concessão poderá ser antecipada por meio de encampação e/ou caducidade. Encampação é a rescisão antecipada da concessão, por razões relativas ao interesse público que deverão ser expressamente declaradas por lei autorizadora específica. A caducidade deverá ser declarada pelo poder concedente após a ANEEL ou o MME tiverem expedido um ato normativo indicando que a concessionária (i) falhou em prestar serviços de forma adequada ou cumprir a legislação ou regulação aplicável; (ii) não tem mais a capacidade técnica, financeira ou econômica para prestar o serviço de forma adequada; ou (iii) não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo poder concedente, entre outras coisas. A concessionária poderá recorrer judicialmente contra qualquer encampação ou caducidade. A concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados nos bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados, descontando-se quaisquer multas contratuais e danos por ela causados. Em 10 de dezembro de 2014, nossas companhias de distribuição assinaram um aditamento ao contrato de concessão, garantindo que ao término da concessão, a companhia receberá ou pagará o saldo de ativos e passivos financeiros setoriais.

Vencimento. Quando do vencimento do prazo de concessão, todos os bens, direitos e privilégios que sejam materialmente relativos à prestação dos serviços de energia elétrica serão revertidos ao Governo Federal. Após o advento do termo contratual, a concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados em bens que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados.

Renovação. A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, especificou as condições para a renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição outorgadas nos termos dos artigos 17, 19 ou 22 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Nos termos da Lei nº 12.783/13, essas concessões poderão ser prorrogadas uma vez, a critério do governo brasileiro, por até 30 anos, a fim de garantir a continuidade e a eficiência dos serviços prestados e tarifas baixas. Além disso, a Lei nº 12.783/13 permitiu que os detentores de concessões que expirariam em 2015, 2016 e 2017 solicitassem a renovação antecipada, sujeita a determinadas condições. A renovação das concessões de geração depende da satisfação das seguintes condições: (i) tarifas calculadas pela ANEEL para cada usina hidrelétrica; (ii) atribuição de quotas de energia para as empresas de distribuição do Sistema Interligado Nacional, e (iii) cumprimento de padrões de qualidade de serviço estabelecidos pela ANEEL. Para a renovação, os ativos remanescentes não amortizados na data de renovação seriam indenizados e o pagamento de indenização não seria considerado na receita anual. A remuneração relativa a novos ativos ou a ativos existentes que não foram indenizados seria considerada na receita anual. A Resolução nº 521/12, publicada pela ANEEL em 14 de dezembro de 2012, estabeleceu que se as concessões de geração operadas por empresas de distribuição forem renovadas, nos termos da Lei nº 12.783/13, as concessões de geração devem ser administradas por uma entidade independente da empresa de distribuição no prazo de doze meses da data de renovação. A Lei nº 12.783/13 também extinguiu dois encargos setoriais, ou seja, o CCC e o Fundo RGR (consulte "Encargos Tarifários – Fundo RGR e UBP" e "Encargos Tarifários – Conta CDE").

Especificamente no tocante às concessões de distribuição, em 2015, o governo brasileiro promulgou o Decreto nº 8.461/2015, estabelecendo novos padrões a serem seguidos pelas concessionárias, sobretudo quanto à qualidade, administração e preço. No prazo de cinco anos da data de renovação, a concessionária deve cumprir esses padrões e atingir as metas anuais. Se as metas anuais não forem atingidas, os controladores da concessionária poderão estar obrigados a realizar despesas de capital adicionais. Além disso, caso a concessionária deixe de atingir as metas anuais por dois anos consecutivos, ou de cumprir qualquer dos padrões exigidos ao final do período de cinco anos, a concessão poderá ser cancelada ou o controle da concessionária ser transferido (consultar "Fatores de Risco – Não podemos assegurar a renovação das nossas concessões e autorizações").

Penalidades. As regulações da ANEEL regem a imposição de sanções aos participantes do setor elétrico e classificam as penalidades pertinentes com base na natureza e gravidade da violação (inclusive advertências, multas e caducidade). Para cada violação, as multas podem ser de até 2,0% da receita anual (líquida de imposto sobre valor agregado e imposto sobre serviços) das concessionárias ou, se a

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

concessão inadimplida não estiver em operação, de até 2,0% do valor estimado da energia que seria produzida pelas concessionárias no período de 12 meses anterior à violação. As infrações que podem resultar em multas referem-se à omissão da concessionária em solicitar aprovação da ANEEL, entre outros, no caso de: (i) celebração de contratos com partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação; (ii) venda ou cessão dos bens necessários à prestação do serviço público bem como imposição de quaisquer ônus sobre eles (inclusive qualquer garantia real, fidejussória, penhor e hipoteca) ou sobre outros ativos relacionados à concessão ou à receita dos serviços de energia elétrica; e (iii) alterações no controle do detentor da concessão. No caso de contratos celebrados entre partes relacionadas que sejam submetidos para aprovação da ANEEL, a ANEEL poderá buscar impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, determinar a rescisão do contrato. Consulte o "Item 3. Principais Informações – Fatores de Risco – Podemos não ser capazes de cumprir os termos dos nossos contratos de concessão, autorizações e permissões, o que pode acarretar multas, outras penalidades e, dependendo da gravidade do descumprimento, o encerramento das nossas concessões ou autorizações".

Autorizações

Autorizações são atos unilaterais e discricionários realizado pela autoridade concedente. Diferentemente das concessões, as autorizações normalmente não requerem uma licitação pública. Como exceção à regra geral, autorizações podem também ser outorgadas a produtores de energia potenciais após processos de leilão para a compra de energia, conduzidos pela ANEEL.

No setor de geração de energia, os Produtores de Energia Independentes e autogeradores detém uma autorização, ao invés de uma concessão. Produtores de Energia Independentes e autogeradores não recebem concessões de serviço público ou permissões para a prestação de serviços públicos. Pelo contrário, a eles são concedidas autorizações ou concessões específicas para explorar os recursos hídricos que meramente lhes permitem produzir, usar ou vender energia elétrica. Cada autorização concedida a um Produtor de Energia Independente ou autoprodutores estabelece os direitos e deveres da empresa autorizada. As empresas autorizadas têm o direito de pedir à ANEEL que realize desapropriações em seu nome e em seu benefício, estando sujeitas à fiscalização das autoridades reguladoras e à aprovação prévia da ANEEL em caso de alteração de controle. Além disso, a rescisão unilateral da autorização garante à empresa autorizada o direito à indenização por parte da autoridade concedente pelos danos incorridos. As autorizações têm um prazo de até 35 anos e podem ser renovadas, a critério do poder concedente, por até 20 anos, segundo a Lei nº. 9.074/1995.

Um Produtor de Energia Independente pode vender parte ou a totalidade da sua produção para clientes por seu próprio risco. O autogerador pode vender ou negociar qualquer energia excedente, a qual é incapaz de consumir, mediante autorização específica da ANEEL. Aos Produtores de Energia Independentes e autogeradores não são concedidos os direitos de monopólio e não estão sujeitos a controles de preços, com exceção de casos específicos. Os Produtores de Energia Independentes competem com prestadores de serviços públicos e entre si por maiores clientes, grupos de clientes das empresas de distribuição ou qualquer cliente não atendido por uma concessionária. Os Produtores de Energia Independentes e autogeradores estão sujeitos a uma série de penalidades pela falha no cumprimento dos termos das autorizações. As seguintes penalidades podem ser aplicadas: (i) notificações de advertência; (ii) multas por descumprimento de até 2,0% sobre a receita anual gerada pela respectiva autorização ou, se a respectiva autorização não for operacional, de até 2,0% do valor estimado de energia que poderia ter sido produzida no período de 12 meses anterior ao descumprimento; (iii) interdição das atividades de construção; (iv) restrições às operações das instalações e equipamentos existentes; (v) intervenção; ou (vi) cancelamento da autorização.

Permissões

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

Questões Ambientais

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

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

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

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

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

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

Nossos efetivos desembolsos em projetos de pesquisa e desenvolvimento em 2017, 2016 e 2015 totalizaram R\$ 176 milhões, R\$147 milhões e R\$ 125 milhões, respectivamente.

7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

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

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

As Receitas Operacionais Líquidas da CPFL Energia auferidas em território brasileiro em 2017, 2016 e 2015 foram R\$ 26.745 milhões, R\$ 19.112 milhões e R\$ 20.599 milhões respectivamente.

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

Não há receitas provenientes de países estrangeiros.

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

Não há receitas provenientes de países estrangeiros.

7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

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

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

7.8 - Políticas socioambientais

7.8 Em relação a políticas socioambientais, indicar: a) Se o emissor divulga informações sociais e ambientais; b) A metodologia seguida na elaboração dessas informações; c) Se essas informações são auditadas ou revisadas por entidade independente; e d) A página na rede mundial de computadores onde podem ser encontradas essas informações.

a) se o emissor divulga informações socioambientais;

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. 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) a metodologia seguida na elaboração dessas informações;

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

A fim de demonstrar integração da nossa estratégia com os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável – ODS das Organizações das Nações Unidas – ONU, inserimos no Relatório Anual as marcas dos ODS em todos os momentos em que nossas iniciativas contribuem para que um ou mais destes objetivos seja atingido. Este relatório é também uma Comunicação de Progresso – COP do Global Compact e Relatório Socioambiental requerido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

c) se essas informações são auditadas ou revisadas por entidade independente;

Sim, o Relatório Anual 2017 foi auditado pela SGS ICS Certificadora Ltda. (SGS).

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

- Site institucional: www.cpfl.com.br
- Site institucional / página sustentabilidade: www.cpfl.com.br/sustentabilidade
- Site de relacionamento com investidores: www.cpfl.com.br/ri
- Site Instituto CPFL: www.institutocpfl.org.br
- Site do Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética: www.cpfl.com.br/etica
- Link direto para o Relatório Anual 2017: www.cpfl.com.br/institucional/relatorio-anual/Documents/relatorio-anual-2017.pdf
- Link direto para a Política de Sustentabilidade: <https://cpfl.riweb.com.br/Download.aspx?Arquivo=fABvJ63uWt9pU2sU/3w0Tw==&IdCanal=olsyny6JfF4xM17t4H2oqA==>
- Link direto para Política de Investimento Social: <https://cpfl.riweb.com.br/Download.aspx?Arquivo=8uy/NGgKqI88XUdazmssfw==&IdCanal=olsyny6JfF4xM17t4H2oqA==>

Link direto para Código de Conduta Ética <https://www.cpfl.com.br/institucional/etica-na-rede/o-codigo-de-etica/Paginas/default.aspx>

7.9 - Outras informações relevantes

7.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

O Setor Elétrico Brasileiro

Segundo a ONS, em 31 de dezembro de 2017, a Capacidade Instalada de geração de energia no Brasil era de 157.807 MW. Historicamente, aproximadamente 65% do total da Capacidade Instalada no Brasil provêm de Usinas Hidrelétricas. Grandes Usinas Hidrelétricas tendem a estar mais distantes de centros de consumo. Isso requer a construção de grandes linhas de transmissão em alta e extra-alta tensão (230 kV a 750 kV) que frequentemente cruzam o território de vários estados. O Brasil tem um robusto sistema de rede elétrica, com mais de 133.000 km de linhas de transmissão com tensão igual ou maior que 230 kV e capacidade de processamento de mais de 325.000 MVA do Estado do Rio Grande do Sul ao longo do Estado do Amazonas.

De acordo com a EPE, o consumo de eletricidade no Brasil aumentou 0,8% em 2017, alcançando 465.130 GWh. O MME e a EPE estimam que o consumo de eletricidade cresça 3,7% ao ano, contudo, até 2026. De acordo com o Plano de Expansão publicado pelo MME e pela EPE, com duração de dez anos, a Capacidade Instalada do Brasil deve atingir 212,5 GW até 2026, dos quais se projeta que 118,6 GW (55,8%) corresponderão à geração hidrelétrica, 33,0 GW (15,5%) à geração termoeleétrica e nuclear e 60,9 GW (28,7%) à geração proveniente de outras fontes renováveis.

Atualmente, cerca de 29,7% da Capacidade Instalada no Brasil é de propriedade da Eletrobrás, uma sociedade de economia mista e companhia de capital aberto controlada pelo governo brasileiro. Estamos entre os maiores concorrentes privado no setor de geração de energia, com 2,1% de participação no mercado.

O segmento de Distribuição no Brasil permanece fragmentado, com 6 empresas controlando aproximadamente 51% do mercado. Somos o maior competidor com 14,3% do mercado de distribuição de eletricidade.

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

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

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

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

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

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

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

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

7.9 - Outras informações relevantes

Livres e agentes comercializadores), que permita certo grau de competição, denominado ambiente de contratação livre.

- Restrições a determinadas atividades de distribuidoras, de forma a exigir que estas se concentrem em seu negócio essencial de distribuição, para promover serviços mais eficientes e confiáveis a Consumidores Cativos.
- Eliminação do direito à chamada auto contratação, de forma a incentivar as distribuidoras a comprar energia elétrica pelos menores preços disponíveis ao invés de adquirir energia elétrica de partes relacionadas.
- Manutenção de contratos firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir a segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

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

Regulamentos nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem, entre outras disposições, normas relativas a procedimentos de leilão, a forma de PPAs e o método de repasse de custos aos Consumidores Finais. Nos termos da regulamentação, todas as partes que compram energia elétrica devem contratar a totalidade de sua demanda de energia elétrica segundo as diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. As partes que venderem energia elétrica devem apresentar o correspondente lastro físico, por exemplo, a quantidade de energia vendida na CCEE deve ser previamente comprada no âmbito de PPAs e/ou gerada por usinas do próprio vendedor. Os agentes que descumprirem tais exigências ficarão sujeitos às penalidades impostas pela ANEEL e CCEE.

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

Ambientes para Comercialização de Energia Elétrica

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

7.9 - Outras informações relevantes

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”.

Ambiente de Contratação Regulada - ACR

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

As compras de energia elétrica são realizadas por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia. Nos termos dos Contratos de Quantidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a fornecer certa quantidade de energia elétrica e assume o risco de o fornecimento de energia elétrica ser, porventura, prejudicado por condições hidrológicas e baixo nível dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam interromper o fornecimento de energia elétrica, caso em que a unidade geradora é obrigada a comprar a energia elétrica de outra fonte para atender seus compromissos de fornecimento. Nos termos dos Contratos de Disponibilidade de Energia, a unidade geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao ambiente de contratação regulada. Neste caso, a receita da unidade geradora está garantida e as distribuidoras em conjunto enfrentam o risco hidrológico. Em conjunto, esses contratos constituem os CCEARs.

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

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

Ambiente de Contratação Livre

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

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

- Consumidores Livres Convencionais são aqueles cuja demanda de energia contratada é de pelo menos 3MW. Esses consumidores podem optar por adquirir a energia convencional, no todo ou em parte, de outro vendedor autorizado, nos termos da legislação em vigor. Os consumidores que tenham exercido essa opção são denominados "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

7.9 - Outras informações relevantes

alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou a biomassa) cuja capacidade gerada não exceda 50.000 kW. As geradoras estatais poderão vender energia elétrica aos Consumidores Livres, contudo, diferentemente das geradoras privadas, estas unidades só podem fazê-lo por meio de processos de leilão.

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

Recentes Desenvolvimentos no Mercado Livre

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

Essas restrições na liberdade de negociação entre vendedores e compradores podem ter um impacto no custo de energia comprada no Mercado Livre, e podem reduzir o nosso benefício de comercializar no Mercado Livre.

Leilões no Ambiente de Contratação Regulada

Os leilões de compra de energia elétrica para novos projetos de geração em andamento são realizados (i) como leilões A-5; ou (ii) três anos antes da data de início da entrega (denominados leilões "A-3"). Leilões de compra de energia provenientes de empreendimentos de geração existentes ocorrem (i) no ano anterior ao de início da entrega da energia (denominados leilões "A-1") ou (ii) aproximadamente quatro meses antes da data de entrega (denominados "ajustes de mercado"). Os editais dos leilões são elaborados pela ANEEL com observância das diretrizes estabelecidas pelo MME, tendo como requerimento a utilização do critério de menor tarifa no julgamento do vencedor do leilão.

Cada empresa de geração participante de um leilão firma um contrato para compra e venda de energia elétrica com cada distribuidora, em proporção à respectiva estimativa de necessidade de cada distribuidora. A única exceção a esta regra se refere ao leilão de ajuste de mercado, onde os contratos são específicos entre agente vendedor e agente de distribuição. Os CCEARs provenientes tanto dos leilões "A-5" como "A-3" tem prazo de 15 a 30 anos, enquanto que os CCEARs provenientes dos leilões "A-1" têm prazo de um a 15 anos. Os contratos provenientes do leilão de ajuste de mercado têm o prazo máximo de dois anos. A quantidade total de energia contratada em tais leilões de ajuste de mercado não pode exceder 1,0% da quantidade total de energia contratada por cada distribuidor.

Em relação aos CCEARs decorrentes de leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes, existem três possibilidades de redução permanente das quantidades contratadas, quais sejam (i) compensação pela saída de Consumidores Livres Potenciais do ambiente de contratação regulada; (ii) redução, a critério da distribuidora, de até 4,0% ao ano no montante inicial contratado a partir da geração de energia existente, excluindo o primeiro ano de fornecimento, para adaptar-se aos

7.9 - Outras informações relevantes

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.

Desde 2005, a CCEE realizou 23 leilões para novos projetos de geração, 16 leilões especificamente relativos a usinas existentes de geração de energia, três leilões para projetos de geração de energia alternativa, e nove leilões para a geração de energia eólica ou a biomassa, classificada como "energia de reserva". Até 1º de agosto de cada ano, as distribuidoras devem apresentar suas demandas de energia elétrica estimadas para os cinco anos subsequentes. Com base nessas informações, o MME estabelece o montante total de energia elétrica a ser comercializado no leilão e define as empresas de geração que poderão participar do leilão. O leilão é realizado em duas fases, por meio de um sistema eletrônico. Como regra geral, os contratos celebrados no âmbito do leilão têm os seguintes prazos: (i) de 15 a 30 anos contados a partir do início do fornecimento em caso de novos projetos de geração; (ii) de um a 15 anos contados a partir do ano subsequente ao do leilão em caso de usinas existentes de geração de energia; (iii) de 10 a 30 anos contados a partir do início do fornecimento em caso de projetos de geração de energia alternativa; e (iv) 35 anos, no máximo, para energia de reserva, sendo usual a negociação de contratos de 20 anos.

Após a conclusão do leilão, geradoras e distribuidoras firmam o CCEAR, no qual as partes estabelecem o preço e a quantidade de energia contratados no leilão. Grande parte de nossos CCEARs estabelece que o preço seja corrigido anualmente pela variação do IPCA. Contudo, fazemos uso de outros indicadores para correção do preço dos nossos CCEARs, tais como o preço dos combustíveis. As distribuidoras oferecem garantias financeiras para as geradoras (principalmente valores a receber do serviço de distribuição) a fim de garantir suas obrigações de pagamento nos termos do CCEAR.

O Valor Anual de Referência

A regulação também estabeleceu um mecanismo, o "Valor Anual de Referência", que limita os montantes de custos que podem ser repassados aos Consumidores Finais. O Valor Anual de Referência corresponde à média ponderada dos preços de energia elétrica nos leilões "A-5" e "A-3", calculada para o conjunto de todas as distribuidoras.

O Valor Anual de Referência cria um incentivo para que as distribuidoras contratem suas necessidades de energia elétrica previstas pelo preço mais baixo nos leilões "A-5" e "A-3". A regulação estabelece os seguintes limites à capacidade das distribuidoras de repassar custos aos consumidores: (i) nenhum repasse de custos para as compras de energia elétrica que excedam 105,5% da demanda real; (ii) repasse limitado de custos para compras de energia elétrica em um leilão "A-3", se a quantidade de energia elétrica adquirido exceder 2,0% da demanda de energia elétrica; (iii) repasse limitado dos custos de aquisição de energia elétrica dos novos projetos de geração de energia elétrica, se a quantidade contratada nos termos dos novos contratos relacionados às instalações de geração existentes for inferior a 96,0% da quantidade de energia elétrica previsto no contrato por vencer; (iv) total repasse dos custos relativos às compras de energia elétrica das instalações existentes no leilão "A-1" se a compra for maior do que o limite máximo de 96%. O MME estabelece o preço máximo de aquisição para a energia elétrica gerada pelos projetos existentes que participam dos leilões para venda de energia elétrica a distribuidoras e, se as distribuidoras não cumprirem a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos de energia adquirida no mercado de curto-prazo será o menor entre o "spot price", ou PLD (preço de liquidação de diferenças), e o Valor Anual de Referência.

O PLD é utilizado para avaliar a energia comercializada no mercado *spot*. É calculada para cada nível de submercado e carga, numa base semanal e baseia-se no custo marginal de operação. O valor máximo do PLD está fixado em R\$505,18, de acordo com a Resolução da ANEEL nº. 2.364/2017. Antes de tal resolução, o valor máximo do PLD era de R\$533,82 (Resolução nº. 2.190/2016) e R\$422,56 (Resolução nº 2.002/2015).

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,

7.9 - Outras informações relevantes

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.

Eliminação do Direito à Autocontratação

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

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

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

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

Limitações à Concentração no Mercado de Energia Elétrica

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

Nos termos da Resolução nº 378, a ANEEL agora apresenta potenciais violações na livre concorrência no setor de energia elétrica para análise do Ministério da Justiça (Secretaria de Direito Econômico), ou SDE. A ANEEL também tem o poder de monitorar a atividade sobre livre concorrência potencial, sejam ao seu próprio critério ou mediante solicitação da SDE, 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

7.9 - Outras informações relevantes

todos os submercados; e (vi) os ganhos de eficiência dos agentes de distribuição durante os processos de revisão de tarifária.

Em termos práticos, o papel da ANEEL é limitado a fornecer à SDE as informações técnicas para dar suporte à opinião técnica da SDE. A SDE, por sua vez, considerará os comentários e decisões da ANEEL e somente poderá desconsiderar estes se demonstrar razões para tanto.

Tarifas de Sistema

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

TUSD

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

- A TUSD Fio, que é definida em R\$/kW, dividida em segmentos de tempo de acordo com a categoria tarifária, é aplicada para a demanda de eletricidade 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 eletricidade (em MWh) e contempla certos encargos regulatórios aplicáveis ao uso da rede local, tais como PROINFA, a conta CDE, a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (ou TFSEE), ONS e outros. Esses encargos são definidos pelas autoridades regulatórias e vinculados à quantidade de energia realizada pelo sistema.
- A TUSD Perdas compensa perdas técnicas de energia nos sistemas de transmissão e distribuição, bem como perdas não técnicas de energia no sistema de distribuição.

TUST

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

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 eletricidade 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.

7.9 - Outras informações relevantes

Base de Cálculo de Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica

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

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

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

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

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

Cada um determinado e periodicamente revisado pela ANEEL.

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

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

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

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

7.9 - Outras informações relevantes

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

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

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

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

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."*

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 7945/2013), 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 eletricidade adicionais de consumidores a fim de amortizar o reembolso da Conta CDE, no período de cinco anos, e o empréstimo, no período de 54 meses. As quotas de CDE definidas pela ANEEL e repassadas aos consumidores já levam em consideração essas obrigações. Além disso, como os custos da Conta CDE e de compra de energia permaneceram altos, a ANEEL aumentou suas tarifas por meio de uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicável a todas as companhias de distribuição, de acordo com a Resolução nº 1.858 de 27 de fevereiro de 2015. O objetivo da RTE é repassar os custos projetados no período de março de 2015 até a data da próxima revisão ou ajuste tarifário das distribuidoras.

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

7.9 - Outras informações relevantes

administrada pela CCEE, cujos rendimentos são pagos para as distribuidoras com base nos seus custos de energia relativos ao período.

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

Incentivos Governamentais ao Setor Elétrico

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

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

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

Encargos Tarifários

Encargo de Energia de Reserva – EER

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

7.9 - Outras informações relevantes

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

Em 2002, o governo brasileiro instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, que é suprida por meio de pagamentos anuais efetuados por concessionárias a título de uso do bem público, multas e sanções impostas pela ANEEL e as taxas anuais pagas por agentes que fornecem energia elétrica a Consumidores Finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas relativas ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Essas taxas são ajustadas anualmente. A CDE foi originalmente criada para dar suporte: (i) ao desenvolvimento da produção de energia elétrica por todo o país; (ii) à produção de energia elétrica por meio de fontes alternativas de energia; e (iii) à universalização do serviço público de energia elétrica em todo o Brasil. Além disso, a CDE subsidia as operações de companhias de geração de energia termelétrica para a compra de combustível em áreas isoladas não conectadas ao Sistema Interligado Nacional, cujos custos eram arcados pela Conta de Consumo de Combustível, ou CCC, antes da promulgação da Lei n.º 12.783/13. Desde 23 de janeiro de 2013 (Decreto nº 7.891/13), a CDE subsidia o desconto de certas categorias de consumidores, tais como Consumidores Especiais, consumidores rurais, concessionárias de distribuição e permissionárias, entre outros. Pelo Decreto nº 7.945 de 7 de março de 2013, o governo brasileiro decidiu usar a CDE para subsidiar: (i) a parte dos custos de energia de geração térmica adquiridas pelas distribuidoras em 2013; (ii) riscos hidrológicos das concessões de geração renovadas pela lei 12.783/13; (iii) subcontratação de energia involuntária em função de alguns geradores não renovarem seus contratos e a energia produzida destas concessões não ser realocada entre os distribuidores; (iv) parte do ESS e da CVA, de forma que o impacto destes reajustes tarifários em conexão com estes dois componentes foi limitado a 3% de reajuste de 8 de março de 2013 a 7 de março de 2014. A CDE está em vigor por 25 anos a partir de 2002. É regulamentada pela ANEEL e administrada pela Eletrobrás.

Encargo do Serviço do Sistema – ESS

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

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

7.9 - Outras informações relevantes

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

Taxa pelo Uso de Recursos Hídricos – CFURH

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

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE

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

Taxa do ONS

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

7.9 - Outras informações relevantes

acima de 1,0. O GSF começou a decrescer em 2013, piorando em 2014, quando permaneceu abaixo de 1,0 por todo o ano. Em 2015, o GSF variou entre 0,783 e 0,825, exigindo que as geradoras de energia elétrica adquirissem energia no mercado spot, incorrendo, portanto, em custos significativos.

Subsequentemente às discussões mantidas entre as empresas geradoras e o governo brasileiro sobre esses custos, o governo emitiu a Lei Federal nº 13.203, em 8 de dezembro de 2015. Essa lei abordou o risco GSF separadamente para o Mercado Regulado e Mercado Livre. Para o Mercado Regulado, a Lei Federal nº 13.203/15 permitiu que as empresas de geração renegociassem seus contratos de energia, estabelecendo um teto para o custo GSF a um prêmio de risco de R\$9,50/MWh por ano, até o final do contrato de compra de energia ou término da concessão, o que ocorresse primeiro. Esse prêmio de risco será pago à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, ou CCRBT.

Em dezembro de 2015, nossas subsidiárias de geração Ceran, CPFL Jaguari Geração (Paulista Lajeado) e CPFL Renováveis, e nossas joint ventures ENERCAN e Chapecoense optaram por renegociar seus contratos do Mercado Regulado e também desistiram de suas ações judiciais. Em janeiro de 2016, nossa controlada em conjunto BAESA optou por renegociar seus contratos ACR. Portanto, o risco hidrológico foi transferido para a Conta Centralizadora dos Recursos das 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.

8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

8.2 Indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia.

8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais

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

Não há contratos relevantes que não estejam diretamente relacionados com nossas atividades operacionais.

8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.

8.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Não houve negócios extraordinários nos últimos três exercícios sociais.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

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

Empresa	Tipo de Propriedade	Endereço da Propriedade	Município	UF	Área Total (mil m2)
CPFL Geração	Usina Hidrelétrica Serra da Mesa	Estrada Minaçu-Serra da Mesa, s/n, km 37	Minaçu	GO	1,980,000
CPFL Geração	Usina Termelétrica Carioba	Av São Gerônimo, 3100	Americana	SP	300
CPFL Geração	Usina Hidrelétrica Cariobinha	Rua da Represa, 89	Americana	SP	50
CPFL Geração	Usina Hidrelétrica Salto do Pinhal	Estrada Municipal Espírito Santo Do Pinhal X Fazenda Salto, Km 12	Espírito Santo do Pinhal	SP	115
CPFL Jaguari	Sede da Empresa	Rua Vígato, 1.620	Jaguariúna	SP	20,228
CPFL Leste Paulista	Escritório São José do Rio Pardo	Av. Cel. Vicente Dias Junior, 100	São José do Rio Pardo	SP	2,590
CPFL Leste Paulista	Subestação	Rodovia SJ - CB Km 250	São José do Rio Pardo	SP	2,362
CPFL Leste Paulista	Escritório São Sebastião da Grama - subestação	Rua Octávio José Villela, 68	São Sebastião da Grama	SP	2,382
CPFL Leste Paulista	Escritório Casa Branca	Av. José Beni, 29	Casa Branca	SP	63,946
CPFL Leste Paulista	Subestação	Rodovia SP 350	São José do Rio Pardo	SP	2,100
CPFL Mococa	Escritório Mococa	Rua Alferes Pedrosa, 227	Mococa	SP	1,154
CPFL Mococa	Subestação	Rua Valdomiro Magalhães, s/n	Monte Santo de Minas	MG	2,510
CPFL Mococa	Subestação	Rodovia Arceburgo - Guaranésia	Arceburgo	MG	2,251
CPFL Mococa	Escritório Monte Santo de Minas	Av. Antonio Paulino da Costa, 298	Monte Santo de Minas	MG	312
CPFL Paulista	Sede da Empresa	Rod. Campinas Mogi Mirim, km 2,5	Campinas	SP	79,574
CPFL Paulista	Subestação	Rod. Campinas Mogi Mirim, km 12	Campinas	SP	92,344
CPFL Paulista	Escritório de Bauru	Rua Wenceslau Bráz, 8-8	Bauru	SP	15,972
CPFL Paulista	Escritório de Araraquara - subestação	Av. José Gadelha, 100	Araraquara	SP	34,641
CPFL Paulista	Escritório de Ribeirão Preto	Av. Cavalheiro Paschoal Innechi, 888	Ribeirão Preto	SP	40,000
CPFL Piratininga	Escritório Jundiá	Av. Antonio Frederico Ozanan, 1240	Jundiá	SP	10,000
CPFL Piratininga	Escritório Salto - subestação	Rodovia Convenção Republicana, 57	Salto	SP	23,533
CPFL Piratininga	Escritório Sorocaba - subestação	Rua Brigadeiro Tobias, 328 - Centro	Sorocaba	SP	11,095
CPFL Santa Cruz	Sede da Empresa	Praça Joaquim Antonio Arruda, 155	Pirajú	SP	2,420
CPFL Santa Cruz	Escritório Avaré	Av. Fuad Haspani, 2.221	Avaré	SP	47,217
CPFL Santa Cruz	Subestação	Gleba B, Fazenda Lazaretto	Avaré	SP	29,758
CPFL Santa Cruz	Subestação	Rua Nicolau Gesualdi	Itaí	SP	25,100
CPFL Santa Cruz	Subestação	Rodovia Raposo Tavares, km 256	Paranapanema	SP	6,000
CPFL Santa Cruz	SE OURINHOS II	Rodovia Mello Peixoto, Sp-278 (Esquina Com Rua Pedro Migliari)	Ourinhos	SP	14,290
CPFL Serviços	Sede e fábrica	Av. dos Braghetas, 364	São José do Rio Pardo	SP	3,000
CPFL Serviços	Manutenção e equipamentos	Av. dos Braghetas, 395	São José do Rio Pardo	SP	1,200
CPFL Sul Paulista	Almoxarifado - subestação	Rodovia Raposo Tavares, km 169	Itapetininga	SP	19,200
CPFL Sul Paulista	Subestação	Rua Eugênio Pereira Pinto, 380 - Jardim Fogaca	Itapetininga	SP	8,193
CPFL Sul Paulista	Subestação	Rua Nestor Fogazza, nº 700	São Miguel Arcanjo	SP	6,089
CPFL Sul Paulista	Escritório Guareí - subestação	Rua Siqueira Campos, s/n	Guareí	SP	3,000
RGE	SE - Casca	Rodovia RS 324, km1, nº 7800	Casca	RS	10,000
RGE	SE - Caxias 1	Rua Cristiano Ramos de oliveira nº 11 - bairro : Charqueadas	Caxias do Sul	RS	17,928
RGE	SE - Erechim 2	Rua Palmiro Tosseto 89	Erechim	RS	24,373
RGE	SE - Antonio Prado	Rua Santo Angelo Golin, s/n	Antonio Prado	RS	12,007
RGE	SE - Parobé	RS 239 KM 28	Parobé	RS	10,000
RGE	SE - Passo Fundo 1	Perimetral Norte a 400 m BR-P.Fundo/Lago	Passo Fundo	RS	10,200
RGE	SE - São Fco. Paula	RS 020 KM 04	São Francisco de Paula	RS	10,000
RGE	SE - Santo Augusto	Rua Inhaçará, 401- Bairro Santa Fé	Santo Augusto	RS	10,000
RGE	SE - São Luiz Gonzaga	Rua Borges do Canto, 297	São Luiz Gonzaga	RS	10,640
RGE	SE - Soledade	Rua Pinheiro Machado, s/n	Soledade	RS	10,334
RGE	SE - Tapejara 2	Rod. RS 135 - KM 5 - São Mongindos do Sul	Tapejara	RS	17,457
RGE	SE - Vacaria	Av. Antonio Ribeiro Branco, 2610	Vacaria	RS	10,034
RGE	SE - Cruz Alta	Av. Presidente Vargas, 120	Cruz Alta	RS	11,239
RGE	SE - Constantina	Linha Braga - 1º Secção Xingu	Constantina	RS	11,050
RGE SUL	SE Novo Hamburgo	Rua Germano Frederich, s/n - São Jorge - Novo Hamburgo	Novo Hamburgo	RS	7,064
RGE SUL	Processos Administrativos	Rua Presidente Roosevelt, 68 - Centro - São Leopoldo	São Leopoldo	RS	9,077
RGE SUL	SE Esteio	Avenida Getúlio Vargas, s/n - Esteio	Esteio	RS	9,948
RGE SUL	SE Agudo	Avenida Euclides Kliemann, s/n - Agudo	Agudo	RS	8,000
RGE SUL	SE Novo Hamburgo	Rua Germano Frederich, s/n - São Jorge - Novo Hamburgo	Novo Hamburgo	RS	7,064
RGE SUL	SE Canudos	Rua Cairo, s/n - Hamburgo Velho - Novo Hamburgo	Novo Hamburgo	RS	6,059
RGE SUL	SE Bom Princípio	Rua dos Ficus s/n - Centro - Bom Princípio	Bom Princípio	RS	5,600
RGE SUL	SE Triunfo	Rua 13 de Maio, 1100 - Centro - Triunfo	Triunfo	RS	5,439
RGE SUL	EA Canoas	Avenida Boqueirão, 1385 - Igara - Canoas	Canoas	RS	5,286
RGE SUL	SE São Sebastião do Caí	RS 122, KM 16 (Av. Dr. Bruno Cassel, 1465 - Quilombo - São Seba	São Sebastião do Caí	RS	5,244
RGE SUL	SE Dois Irmãos	Rodovia BR 116, s/n - Moinho Velho - Dois Irmãos	Dois Irmãos	RS	4,092
RGE SUL	SE Estância Velha	Avenida Presidente Vargas, 3390 - Floresta - Estância Velha	Estância Velha	RS	4,088
RGE SUL	SE Sapucaia do Sul	Rua São Gabriel, 246 - Vargas - Sapucaia do Sul	Sapucaia do Sul	RS	4,000

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

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;

Concessões

Distribuição e transmissão:

Concessão nº	Concessionária	Estado	Prazo
014/1997	CPFL Paulista	São Paulo	30 anos, a partir de novembro de 1997
09/2002	CPFL Piratininga	São Paulo	30 anos, a partir de outubro de 1998
013/1997	RGE	Rio Grande do Sul	30 anos, a partir de novembro de 1997
012/1997	RGE Sul	Rio Grande do Sul	30 anos, a partir de novembro de 1997
021/1999	CPFL Santa Cruz ⁽¹⁾	São Paulo e Paraná	30 anos, a partir de julho de 2015
015/1999	CPFL Jaguari ⁽¹⁾	São Paulo	30 anos, a partir de julho de 2015
017/1999	CPFL Mococa ⁽¹⁾	São Paulo e Minas Gerais	30 anos, a partir de julho de 2015
018/1999	CPFL Leste Paulista ⁽¹⁾	São Paulo	30 anos, a partir de julho de 2015
019/1999	CPFL Sul Paulista ⁽¹⁾	São Paulo	30 anos, a partir de julho de 2015
003/2013	CPFL Transmissão	São Paulo	30 anos, a partir de fevereiro de 2013
006/2015	CPFL Morro Agudo	São Paulo	30 anos, a partir de março de 2015

⁽¹⁾ Agrupada pela CPFL Santa Cruz a partir de 1 de janeiro de 2018. Para mais informações, ver Nota 14.4.2 de nossas demonstrações financeiras auditadas e consolidadas.

A Lei nº 12.783/13 determinou que o tipo de concessão de distribuição detida por nossas cinco subsidiárias de distribuição de energia que foram agrupadas pela CPFL Santa Cruz pode ser renovado, sujeito a certas condições, por um prazo adicional de até 30 anos. Nesse contexto, nós requeremos a renovação dessas concessões em 2014 e, em 9 de novembro de 2015, o MME concedeu a prorrogação das concessões para julho de 2045. Os aditamentos aos contratos de concessão, relativos às renovações, foram assinados em 9 de dezembro de 2015. Uma vez que as referidas prorrogações foram concedidas já sob a vigência das novas leis e regulamentações sobre concessões de distribuição, as concessões estão agora sujeitas aos atuais padrões e metas estabelecidos pelas autoridades brasileiras.

Em 21 de novembro de 2017, por meio da Resolução de Autorização Nº. 6.723/2017, a ANEEL aprovou nossa proposta de agrupamento das concessões de nossas cinco distribuidoras (CPFL Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia, Companhia Luz e Força de Mococa e CPFL Jaguari, em conjunto as Agrupadas), nos termos da Resolução Normativa Nº. 716/2016. Em 1 de janeiro de 2018, as Agrupadas foram agrupadas pela companhia denominada CPFL Santa Cruz (companhia anteriormente denominada CPFL Jaguari). Esta operação foi aprovada pelas Assembleias Gerais Extraordinárias realizadas em cada uma das Companhias Agrupadas. Espera-se que essa incorporação otimize nossos custos administrativos e operacionais e produza economias de grande escala e sinergia em 2018.

Em decorrência da operação de incorporação, com a consequente transferência de ativos das Companhias Agrupadas para a CPFL Santa Cruz, as Companhias Agrupadas cessam sua existência e o capital acionário da CPFL Santa Cruz (anteriormente denominada CPFL Jaguari) foi aumentado de R\$20,6 milhões para R\$170,4 milhões, dividido em 359.058.396 ações ordinárias, integralmente subscritas, detidas por pela CPFL Energia na qualidade de detentora da totalidade da participação na CPFL Santa Cruz. Para maiores informações ver nota 14.4.2 de nossas demonstrações financeiras auditadas e consolidadas.

De acordo com a Resolução Normativa Nº. 716/2016, até a primeira revisão de tarifas das Companhias Agrupadas, em março de 2021, a ANEEL poderá, com o tempo, instituir uma política que reconcilie as variações nas antigas tarifas para cada uma das Companhias Agrupadas e a nova tarifa unificada para a CPFL Santa Cruz. A ANEEL decidiu que a tarifa unificada ocorrerá no reajuste tarifário de março de 2018.

A tabela abaixo apresenta o sumário relativo às concessões de nossos negócios de geração.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

	Concessão nº	Produtores Independentes de Energia / Concessionária	Usina	Estado	Vigência	Período máximo de renovação
Geração Convencional						
Usinas hidrelétricas						
	005/2004	CPFL Geração	Serra da Mesa	Goiás	-	(1)
	008/2001	CERAN	14 de julho, Castro Alves e Monte Claro	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de março de 2001	A critério da ANEEL
	036/2001	Barra Grande	Barra Grande	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de maio de 2001	A critério da ANEEL
	043/2000	ENERCAN	Campos Novos	Santa Catarina	35 anos a partir de maio de 2000	A critério da ANEEL
	005/1997	Investco	Luiz Eduardo Magalhães	Tocantins	35 anos a partir de dezembro de 1997	A critério da ANEEL
	128/2001	Foz do Chapecó	Foz do Chapecó	Santa Catarina e Rio Grande do sul	35 anos a partir de novembro de 2001	A critério da ANEEL
Usinas termelétricas						
	015/1997	CPFL Geração	UTE Carioba	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
Pequenas Centrais Hidrelétricas						
	015/1997	CPFL Geração	Cariobinha (Pequena central hidrelétrica)	São Paulo	30 anos a partir de novembro de 1997	30 anos
	(3)	CPFL Centrais Geradoras(4)	Lavrinha (Micro central hidrelétrica)	São Paulo	(3)	-
	009/1999	CPFL Geração(5)	Macaco Branco (Pequena central hidrelétrica)	São Paulo	30 anos a partir de dezembro de 2012	(2)
	(3)	CPFL Centrais Geradoras(4)	Pinheirinho (Micro central hidrelétrica)	São Paulo	-	-
	010/1999	CPFL Geração(5)	Rio do Peixe I e II (Pequena central hidrelétrica)	São Paulo	30 anos a partir de dezembro de 2012	(2)
	(3)	CPFL Centrais Geradoras(4)	Santa Alice (Micro central hidrelétrica)	São Paulo	(3)	-
	(3)	CPFL Centrais Geradoras(4)	São José (Micro central hidrelétrica)	São Paulo	(3)	-
	(3)	CPFL Centrais Geradoras(4)	São Sebastião (Micro central hidrelétrica)	São Paulo	(3)	-
	(3)	CPFL Centrais Geradoras(4)	Turvinho (Micro central hidrelétrica)	São Paulo	(3)	-
Geração Renovável						
Pequenas Centrais Hidrelétricas						
	003/2011	CPFL Renováveis	Americana	São Paulo	até novembro de 2027	20 anos
	Despacho Nº 1990	CPFL Renováveis	Andorinhas	Rio Grande do Sul	(3)	(3)
	002/2011	CPFL Renováveis	Buritis	São Paulo	até novembro de 2027	(3)
	002/2011	CPFL Renováveis	Capão Preto	São Paulo	até novembro de 2027	(3)
	002/2011	CPFL Renováveis	Chibarro	São Paulo	até novembro de 2027	(3)
	Portaria Nº 475	CPFL Renováveis	Diamante	Mato Grosso	Até novembro de 2027	(3)
	002/2011	CPFL Renováveis	Dourados	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
	004/2011	CPFL Renováveis	Eloy Chaves	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
	002/2011	CPFL Renováveis	Esmeril	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
	002/2011	CPFL Renováveis	Gavião Peixoto	São Paulo	até novembro de	(3)

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

					2027	
	Portaria Nº 1.987/2005	CPFL Renováveis	Guaporé	Rio Grande do Sul	(3)	(3)
	004/2011	CPFL Renováveis	Jaguari	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
	002/2011	CPFL Renováveis	Lençóis	São Paulo	até novembro de 2027	(3)
	004/2011	CPFL Renováveis	Monjolinho	São Paulo	até novembro de 2027	(3)
	004/2011	CPFL Renováveis	Pinhal	São Paulo	até novembro de 2027	30 anos
	Despacho Nº 1989	CPFL Renováveis	Pirapó	Rio Grande do Sul	(3)	(3)
	Despacho Nº 1988	CPFL Renováveis	Saltinho	Rio Grande do Sul	(3)	(3)
	003/2011	CPFL Renováveis	Salto Grande	São Paulo	até novembro de 2027	(3)
	002/2011	CPFL Renováveis	São Joaquim	São Paulo	Até novembro de 2027	20 anos
	004/2011	CPFL Renováveis	Socorro	São Paulo	até novembro de 2027	(3)
	003/2011	CPFL Renováveis	Santana	São Paulo	até novembro de 2027	(3)
	003/2011	CPFL Renováveis	Três Saltos	São Paulo	até novembro de 2027	(3)

- (1) Temos direito contratual a 51,54% da Energia Assegurada desta instalação nos termos de um contrato de 30 anos, que vence em 2028. A concessão para a Serra da Mesa, detida por Furnas, foi prorrogada até 30 de setembro de 2040. A renovação foi aprovada pelo MME por meio da Portaria nº 262, publicada em 27 de abril de 2012 e a extensão final em virtude da repactuação do GSF foi aprovada pela ANEEL através da Resolução Autorizativa ANEEL nº 6.055/2016 publicada em 27 de setembro de 2016.
- (2) Projetos hidrelétricos com Capacidade Instalada superior a 5.000kW que foram concedidos por meio de um processo de concessões junto às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, anteriormente às mudanças introduzidas pela Lei nº. 13.360/2016. Nos termos da Lei nº. 13.360/2016, somente as usinas hidrelétricas com capacidade superior a 50.000 kW necessitam, atualmente, de uma concessão; aquelas com capacidade entre 5.000 kW e 50.000 kW estão sujeitas a uma autorização da ANEEL; e aquelas com capacidade equivalente ou inferior a 5.000 kW somente necessitam de um registro junto à ANEEL, ao invés de uma concessão ou autorização.
- (3) Projetos hidrelétricos com Capacidade Instalada igual ou inferior a 5.000kW que estão registrados juntos às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, mas que não exigem processos de concessão ou autorização para operar.
- (4) Desde 29 de agosto de 2013, a CPFL Centrais Geradoras detém as atividades de geração desverticalizadas das PCHs Macaco Branco e Rio do Peixe I e II, conforme exigido pela Resolução nº 521/12 para a sua renovação, assim como as atividades de geração das Micro Usinas Hidrelétricas Santa Alice, Lavrinha, São José, Turvinho, Pinheirinho e São Sebastião. Desde 17 de novembro de 2016, devido às mudanças introduzidas pela Lei nº. 13.360/2016, projetos hidrelétricos com uma Capacidade Instalada equivalente ou inferior a 5.000 kW não mais necessitam de um processo de concessão ou autorização para operarem, mas tão simplesmente um registro junto à ANEEL.
- (5) As concessões de Macaco Branco e Rio do Peixe foram transferidas da CPFL Centrais Geradoras para a CPFL Geração em 30 de setembro de 2015 (Vide "Visão Geral").

Autorizações

Autorização nº	Produtores Independentes de Energia / Concessionárias	Usina	Estado	Vigência	Período máximo de renovação
Geração Convencional					
Usinas hidrelétricas					
Resolução Nº 2.277	EPASA	Termelétrica Termoparaíba	Paraíba	35 anos a partir de 7 de dezembro de 2007	A critério do MME
Resolução Nº 2.277	EPASA	Termelétrica Termonordeste	Paraíba	35 anos a partir de 12 de dezembro de 2007	A critério do MME
Geração Renovável					
Pequenas Centrais Hidrelétricas					
Resolução Nº 357	SPE Aiuruoca Energia S.A.	Aiuruoca(*)	Minas Gerais	30 anos a partir de 23 de dezembro de 1999	A critério do poder concedente

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

	Resolução Nº 587	SPE Alto Irani Energia S.A.	Alto Irani	Santa Catarina	30 anos a partir de 30 de outubro de 2002	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 606	SPE Arvoredo Energia S.A.	Arvoredo	Santa Catarina	30 anos a partir de 7 de novembro de 2002	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 348	SPE Barra da Paciência Energia S.A.	Barra da Paciência	Minas Gerais	30 anos a partir de 20 de dezembro de 1999	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 540	SPE Cachoeira Grande Energia S.A.	Cachoeira Grande(*)	Minas Gerais	30 anos a partir de 15 de outubro de 2003	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 349	SPE Cocais grande Energias S.A.	Cocais Grande	Minas Gerais	30 anos a partir de 23 de dezembro de 1999	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 17	SPE Corrente Grande Energias S.A.	Corrente Grande	Minas Gerais	30 anos a partir de 17 de janeiro de 2000	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 198	Figueirópolis Energética S.A.	Figueirópolis	Mato Grosso	30 anos a partir de 4 de maio de 2004	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 705	Ludesa Energética S.A.	Ludesa	Santa Catarina	30 anos a partir de 17 de dezembro de 2002	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 262	Mata Velha Energética S.A.	Mata velha	Minas Gerais	30 anos a partir de 16 de maio de 2002	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 370	SPE Ninho da Águia Energia S.A.	Ninho da Águia	Minas Gerais	30 anos a partir de 30 de dezembro de 1999	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 652	Novo Horizonte Energética S.A.	Novo Horizonte	Paraná	30 anos a partir de 26 de novembro de 2002	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 406	SPE Paiol Energia S.A.	Paiol	Minas Gerais	30 anos a partir de 7 de agosto de 2002	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 607	SPE Plano Alto Energia S.A.	Plano Alto	Santa Catarina	30 anos a partir de 7 de novembro de 2002	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 2510	SPE Salto Góes Energia S.A.	Salto Góes	Santa Catarina	30 anos a partir de 19 de agosto de 2010	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 718	SPE Santa Cruz Energia S.A.	Santa Cruz	Minas Gerais	30 anos a partir de 18 de dezembro de 2002	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 13	SPE São Gonçalo Energia S.A.	São Gonçalo	Minas Gerais	30 anos a partir de 14 de janeiro de 2000	A critério do poder concedente
	Portaria Nº. 352	SPE Santa Luzia Energética S.A.	Santa Luzia Alto	Santa Catarina	35 anos a partir de 21 de dezembro de 2007	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 355	SPE Varginha Energia S.A.	Varginha	Minas Gerais	30 anos a partir de 23 de dezembro de 1999	A critério do poder concedente
	Resolução nº 367	SPE Várzea Alegre Energia S.A.	Várzea Alegre	Minas Gerais	30 anos a partir de 30 de dezembro de 1999	A critério do poder concedente
	Portaria nº 502	SPE Boa Vista II Energia S.A.	Boa Vista II	Minas Gerais	35 anos a partir de 09 de novembro de 2015	A critério do poder concedente
Usinas Termelétricas à Biomassa						
	Resolução Nº 2106	CPFL Bioenergia	Termelétrica Baldin	São Paulo	30 anos a partir de 24 de setembro de 2009	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 3714	SPE Alvorada S.A.	Termelétrica Alvorada	Minas Gerais	30 anos a partir de 29 de outubro de 2012	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 2643	CPFL Bio Burity S.A.	Termelétrica Burity	São Paulo	30 anos a partir de 16 de dezembro de 2010	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 3328	SPE Coopcana S.A.	Termelétrica Coopcana	Paraná	30 anos a partir de 14 de fevereiro de 2012	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 117	Lacenas Participações Ltda.	Termelétrica Ester	São Paulo	30 anos a partir de 21 de maio de 1999	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 259	CPFL Bio Formosa S.A.	Termelétrica Baía Formosa	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 15 de maio de 2002	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 2375	CPFL Bio Ipê S.A.	Termelétrica Ipê	São Paulo	30 anos a partir de 3 de maio de 2010	A critério do poder concedente
	Portaria Nº. 129	CPFL Bio Pedra S.A.	Termelétrica Pedra	São Paulo	35 anos a partir de 28 de fevereiro de 2011	A critério do poder concedente
Parques eólicos						
	Portaria Nº. 134	Atlântica I Parque Eólico S.A.	Atlântica I	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de 28 de fevereiro de 2011	A critério do poder concedente
	Portaria Nº. 148	Atlântica II Parque Eólico S.A.	Atlântica II	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de 4 de março de 2011	A critério do poder concedente
	Portaria Nº. 147	Atlântica IV Parque Eólico S.A.	Atlântica IV	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de 4 de março de 2011	A critério do poder concedente

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

Portaria Nº. 168	Atlântica V Parque Eólico S.A.	Atlântica V	Rio Grande do Sul	35 anos a partir de 22 de março de 2011	A critério do poder concedente
Resolução Nº 093	Bons Ventos Geradora de Energia S.A.	Bons Ventos	Ceará	30 anos a partir de 10 de março de 2003	A critério do poder concedente
Portaria Nº. 257	Campos dos Ventos II Energias Renováveis S.A.	Campo dos Ventos II	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 18 de abril de 2011	A critério do poder concedente
Resolução Nº 3967	Campo dos Ventos I Energias Renováveis S.A.	Campo dos Ventos I	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 26 de março de 2013	A critério do poder concedente
Resolução Nº 3968	Campo dos Ventos III Energias Renováveis S.A.	Campo dos Ventos III	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 26 de março de 2013	A critério do poder concedente
Resolução Nº 3969	Campo dos Ventos V Energias Renováveis S.A.	Campo dos Ventos V	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 26 de março de 2013	A critério do poder concedente
Resolução Nº 680	Bons Ventos Geradora de Energia S.A.	Canoa Quebrada	Ceará	30 anos a partir de 11 de dezembro de 2002	A critério do poder concedente
Resolução Nº 329	Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A.	Canoa Quebrada	Ceará	30 anos a partir de 19 de junho de 2002	A critério do poder concedente
Portaria Nº. 585	SPE Costa Branca Energia S.A.	Costa Branca	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 14 de outubro de 2011	A critério do poder concedente
Resolução Nº 625	Bons Ventos Geradora de Energia S.A.	Enacel	Ceará	30 anos a partir de 13 de novembro de 2002	A critério do poder concedente
Portaria Nº. 264	DESA Eurus I S.A.	Eurus I	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 19 de abril de 2011	A critério do poder concedente
Portaria Nº. 266	DESA Eurus III S.A.	Eurus III	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 27 de abril de 2011	A critério do poder concedente
Portaria Nº. 749	Eurus VI Energias Renováveis Ltda.	Eurus VI	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 25 de agosto de 2010	A critério do poder concedente
Resolução Nº 306	SIIF Cinco Geração e Comercialização de Energias S.A.	Foz de Choró	Ceará	30 anos a partir de 5 de junho de 2002	A critério do poder concedente
Resolução Nº 454	Eólica Icaraizinho Geração e Comercialização de Energia S.A.	Icaraizinho	Ceará	30 anos a partir de 28 de agosto de 2002	A critério do poder concedente
Portaria No. 556	SPE Juremas Energias S.A.	Juremas	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 29 de setembro de 2011	A critério do poder concedente
Resolução Nº 340	Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A.	Lagoa do Mato	Ceará	30 anos a partir de 26 de junho de 2002	A critério do poder concedente
Portaria No. 557	Macacos Energia S.A.	Macacos	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 29 de setembro de 2011	A critério do poder concedente
Portaria No. 664	DESA Morro dos Ventos I S.A.	Morro dos Ventos I	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 27 de julho de 2010	A critério do poder concedente
Portaria No. 373	DESA Morro dos Ventos II S.A.	Morro dos Ventos II	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 12 de junho de 2012	A critério do poder concedente
Portaria No. 685	DESA Morro dos Ventos III S.A.	Morro dos Ventos III	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 4 de agosto de 2010	A critério do poder concedente
Portaria No. 686	DESA Morro dos Ventos IV S.A.	Morro dos Ventos IV	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 4 de agosto de 2010	A critério do poder concedente
Portaria No. 663	DESA Morro dos Ventos VI S.A.	Morro dos Ventos VI	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 27 de julho de 2010	A critério do poder concedente
Portaria No. 665	DESA Morro dos Ventos IX S.A.	Morro dos Ventos IX	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 27 de julho de 2010	A critério do poder concedente
Resolução Nº 460	Eólica Paracuru Geração e Comercialização de Energia S.A.	Paracuru	Ceará	30 anos a partir de 28 de agosto de 2002	A critério do poder concedente
Portaria No. 584	Pedra Preta Energia S.A.	Pedra Preta	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 14 de outubro de 2011	A critério do poder concedente

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

	Resolução Nº 307	Eólica Formosa Geração e Comercialização de Energia S.A.	Praia Formosa	Ceará	30 anos a partir de 5 de junho de 2002	A critério do poder concedente
	Portaria No. 609	Santa Clara I Energias Renováveis Ltda.	Santa Clara I	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 2 de julho de 2010	A critério do poder concedente
	Portaria No. 683	Santa Clara II Energias Renováveis Ltda.	Santa Clara II	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 5 de agosto de 2010	A critério do poder concedente
	Portaria No. 610	Santa Clara III Energias Renováveis Ltda.	Santa Clara III	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 2 de julho de 2010	A critério do poder concedente
	Portaria No. 672	Santa Clara IV Energias Renováveis Ltda.	Santa Clara IV	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 30 de julho de 2010	A critério do poder concedente
	Portaria No. 838	Santa Clara V Energias Renováveis Ltda.	Santa Clara V	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 11 de outubro de 2010	A critério do poder concedente
	Portaria No. 670	Santa Clara VI Energias Renováveis Ltda.	Santa Clara VI	Rio Grande do Norte	35 anos a partir de 30 de julho de 2010	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 4592	Santa Mônica Energias Renováveis Ltda.	Santa Mônica	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 1 de abril de 2014	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 4591	Santa Úrsula Energias Renováveis Ltda.	Santa Úrsula	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 31 de março de 2014	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 778	Bons Ventos Geradora de Energia S.A.	Taibá Albatroz	Ceará	30 anos a partir de 24 de dezembro de 2002	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 4563	São Benedito Energias Renováveis S.A.	Ventos de São Benedito	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 7 de março de 2014	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 4562	Ventos de Santo Dimas Energias Renováveis Ltda.	Ventos de Santo Dimas	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 7 de março de 2014	A critério do poder concedente
	Resolução Nº 4572	Ventos de São Martinho Energias Renováveis Ltda.	Ventos de São Martinho	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 21 de março de 2014	A critério do poder concedente
	Resolução No. 387	Pedra Cheirosa I Energias S.A.	Pedra Cheirosa I	Ceará	35 anos a partir de 04 de agosto de 2014	A critério do poder concedente
	Resolução No. 359	Pedra Cheirosa II Energias S.A.	Pedra Cheirosa II	Ceará	35 anos a partir de 23 de julho de 2014	A critério do poder concedente
	Resolução No. 5074	São Domingos Energias Renováveis Ltda.	São Domingos	Rio Grande do Norte	30 anos a partir de 03 de março de 2015	A critério do poder concedente
Usinas de Energia Solar						
	Of. ANEEL No. 961/2012	SPE CPFL Solar I Energia S.A.	Tanquinho	São Paulo	Indeterminado(**)	Indeterminado(**)

(*) Projetos em fase de planejamento.

(**) Usinas com capacidade reduzida, isentas de concessão do poder concedente, necessitando apenas de registro junto ao poder concedente (ANEEL).

Evento que pode causar a perda dos direitos: A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.

Consequência da perda dos direitos: advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – *“Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”*.

9.1 - Bens do ativo não-circul

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

Denominação	Sede	CNPJ	Atividades	Participação	Registro na CVM	Coligada ou controlada?	Valor contábil em			Variação %			Dividendos		
							31/12/2017	31/12/2016	31/12/2015	2017/2016	2016/2015	2017	2016	2015	
CPFL Paulista	Campos SP	33.050.196/0001-88	Distribuidora de energia elétrica	100,00%	Sim	Controlada	1.370.403	1.063.400	1.352.393	28,87%	-21,37%	2.228	948.624	425.400	
CPFL Piratininga	Campos SP	04.172.213/0001-51	Distribuidora de energia elétrica	100,00%	Sim	Controlada	461.059	355.755	537.670	29,60%	-33,83%	112.638	267.647	-	
RGE	Caxias do Sul RS	02.016.439/0001-38	Distribuidora de energia elétrica	100,00%	Sim	Controlada	1.680.334	1.614.320	1.580.807	4,09%	2,12%	24.672	172.432	113.012	
CPFL Leste Paulista (*)	São Paulo SP	61.116.265/0001-44	Distribuidora de energia elétrica	100,00%	Não	Controlada	-	140.520	131.149	-100,00%	7,15%	8.427	40.009	-	
CPFL Jaguarí (CPFL Santa Cruz) (*)	Jaguatins SP	61.016.582/0001-74	Distribuidora de energia elétrica	100,00%	Não	Controlada	340.463	52.853	46.301	1025,31%	-14,15%	4.449	9.242	806	
CPFL Jaguarí (CPFL Paulista) (*)	Jaguatins SP	60.855.608/0001-20	Distribuidora de energia elétrica	100,00%	Não	Controlada	-	58.895	55.233	-100,00%	6,08%	-	-	-	
CPFL Mococa (*)	Jaguatins SP	52.203.692/0001-18	Distribuidora de energia elétrica	100,00%	Não	Controlada	-	33.824	29.205	-100,00%	15,61%	-	-	-	
CPFL Gerção	Campos SP	03.953.309/0001-47	Geradora de energia elétrica	100,00%	Sim	Controlada	2.354.115	2.158.384	2.169.922	9,07%	-0,53%	779.533	110.532	998	
CPFL Jaguarí Gerção	Jaguatins SP	07.137.154/0001-79	Geradora de energia elétrica	100,00%	Não	Controlada	50.970	45.099	42.729	13,02%	5,55%	11.061	4.288	1.601	
CPFL Brasil	Campos SP	04.973.790/0001-42	Comercializadora de energia elétrica	100,00%	Não	Controlada	96.093	109.054	51.779	-11,88%	110,61%	166.695	1.601	52.599	
CPFL Serviços	São José do Rio Preto SP	58.635.517/0001-37	Prestadora de serviços em atividades de comercialização de energia	100,00%	Não	Controlada	105.105	97.968	7.117	7,29%	127,67%	-	-	7.683	
CPFL Atende	Ourinhos SP	09.606.475/0001-09	Serviços de teleatendimento	100,00%	Não	Controlada	19.338	17.150	17.373	12,76%	-1,28%	5.666	3.382	7.899	
CPFL Planalto	Jaguatins SP	02.150.562/0001-47	Comercializadora de energia	100,00%	Não	Controlada	3.293	2.101	2.003	56,73%	4,90%	1.471	2.835	1.002	
CPFL Jaguarina	Jaguatins SP	02.150.569/0001-69	Holding	100,00%	Não	Controlada	-	1.256.161	2.496	-100,00%	50,225,59%	-	-	-	
Nect	Campos SP	08.971.542/0001-13	Prestação de serviços administrativos	100,00%	Não	Controlada	15.515	10.295	16.087	50,70%	-36,00%	13.424	18.155	10.780	
CPFL Total	Jaguatins SP	12.116.118/0001-69	Serviços de assessoria administrativa de arrecadação e cobranças, e outros.	100,00%	Não	Controlada	20.624	27.570	19.930	-25,19%	38,33%	17.810	10.767	4.734	
CPFL Telecom	Campos SP	12.116.119/0001-03	Prestação e a exploração de serviço na área de telecomunicação.	100,00%	Não	Controlada	2.018	(19.302)	(33.969)	110,45%	43,18%	-	-	-	
CPFL Centras Geradoras	São Paulo SP	17.578.855/0001-05	Geradora de energia elétrica	100,00%	Não	Controlada	16.177	15.459	19.972	-4,64%	22,60%	-	-	-	
CPFL Eficiência Energética	Jundiaí SP	18.710.670/0001-67	Serviços de gestão em eficiência energética	100,00%	Não	Controlada	55.252	61.543	66.038	-10,22%	-6,81%	-	-	380	
AUTHI	Indaítuba SP	21.114.494/0001-05	Prestação de serviços de tecnologia da informação	100,00%	Não	Controlada	18.694	16.810	1.913	11,21%	778,70%	24.264	2.537	-	

Denominação	Sede	CNPJ	Atividades	Participação	Registro na CVM	Coligada ou controlada?	Valor contábil em			Variação %			Dividendos		
							31/12/2017	31/12/2016	31/12/2015	2017/2016	2016/2015	2017	2016	2015	
CPFL GD	Campos SP	23.842.913/0001-50	Serviços na área de geração de energia	100,00%	Não	Controlada	109	6	10	1716,67%	-40,00%	-	-	-	
RGE Sul	Porto Alegre RS	02.016.442/0001-62	Distribuidora de energia elétrica	100,00%	Sim	Controlada	1.228.317	1.553.666	-	-20,94%	100,00%	-	-	-	
CERAN	Porto Alegre RS	04.237.975/0001-99	Geradora de energia elétrica	65,00%	Não	Controlada	159.773	489.765	435.075	-67,38%	12,57%	171.816	11.463	5.798	
EPASA	João Pessoa PB	10.366.780/0001-41	Geradora de energia elétrica	53,34%	Não	Coligada	240.388	206.749	147.485	16,27%	40,18%	61.022	38.246	-	
BAESA	Pinhal da Serra RS	04.781.143/0001-39	Geradora de energia elétrica	25,01%	Não	Coligada	187.654	175.914	166.150	6,67%	6,67%	90	20	96	
ENERCAN	Floianópolis SC	03.356.967/0001-07	Geradora de energia elétrica	48,72%	Não	Coligada	176.998	562.701	473.148	-68,54%	18,93%	399.862	17.481	11.392	
Chapocense	Floianópolis SC	07.829.836/0001-42	Geradora de energia elétrica	51,00%	Não	Coligada	385.870	537.170	449.049	-28,17%	19,62%	268.547	28.417	12.128	
Foz do Chapecó	Floianópolis SC	04.591.168/0001-70	Geradora de energia elétrica	51,00%	Não	Coligada	385.870	537.146	449.024	-28,16%	19,63%	268.547	28.417	12.128	
CPFL Renováveis	São Paulo SP	08.439.689/0001-50	Geradora de energia elétrica	51,60%	Sim	Controlada	2.080.900	2.076.844	2.155.208	0,20%	-3,64%	-	-	-	
CPFL Transmissão Praticaba	Campos SP	17.079.395/0001-62	Transmissora de energia elétrica	100,00%	Não	Controlada	92.650	93.173	80.382	-2,65%	15,11%	10.856	-	-	
CPFL Transmissora Norro Agudo	Campos SP	21.986.001/0001-27	Transmissora de energia elétrica	100,00%	Não	Controlada	58.791	7.340	-	700,97%	100,00%	-	-	-	
CPFL Meridional	Caxias do Sul RS	04.785.914/0001-66	Comercializadora de energia elétrica	100,00%	Não	Controlada	221	328	(106)	-32,62%	409,43%	-	-	-	
CPFL Come Sul	São Paulo SP	02.190.883/0001-75	Comercializadora de energia elétrica	100,00%	Não	Controlada	200	285	267	-29,82%	6,74%	-	-	-	
CPFL Brasi Varejista	Campos SP	22.141.909/0001-00	Comercializadora de energia elétrica	100,00%	Não	Controlada	4.324	3.454	4.113	25,19%	-16,02%	128	-	-	
Sul Geradora Participações	São Paulo SP	02.689.862/0001-07	Comercializadora de energia elétrica	99,95%	Não	Controlada	41	(81)	(130)	150,62%	37,69%	-	-	-	
Paulista Lajeado	Jaguatins SP	03.491.603/0001-21	Geradora de energia elétrica	59,93%	Não	Controlada	45.224	38.465	35.458	17,57%	8,48%	10.304	2.839	7.000	

(*) Em 31 de dezembro de 2017 foi aprovada a agrupamento das controladas Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguarí de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa na empresa Companhia Jaguarí de Energia, cujo nome fantasia passou a ser "CPFL Santa Cruz" (Vide nota 12.6.2 de nossas demonstrações financeiras auditadas e consolidadas).

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
SE - Passo Fundo 1 - RGE	Brasil	RS	Passo Fundo	Própria
SE - São Fco. Paula - RGE	Brasil	RS	São Francisco de Paula	Própria
SE - Santo Augusto - RGE	Brasil	RS	Santo Augusto	Própria
SE - São Luiz Gonzaga - RGE	Brasil	RS	São Luiz Gonzaga	Própria
SE - Soledade - RGE	Brasil	RS	Soledade	Própria
SE - Tapejara 2 - RGE	Brasil	RS	Tapejara	Própria
SE - Vacaria - RGE	Brasil	RS	Vacaria	Própria
SE - Cruz Alta - RGE	Brasil	RS	Cruz Alta	Própria
SE - Constantina - RGE	Brasil	RS	Constantina	Própria
Sede da Empresa - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Campinas	Própria
Subestação - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Campinas	Própria
Escritório de Bauru - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Bauru	Própria
Escritório de Araraquara - subestação - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Araraquara	Própria
SE - Novo Hamburgo - RGE Sul	Brasil	RS	Novo Hamburgo	Própria
Processos Administrativos - RGE Sul	Brasil	RS	São Leopoldo	Própria
SE - Esteio - RGE Sul	Brasil	RS	Esteio	Própria
SE - Agudo - RGE Sul	Brasil	RS	Agudo	Própria
SE - Canudos - RGE Sul	Brasil	RS	Novo Hamburgo	Própria
SE - Bom Princípio - RGE Sul	Brasil	RS	Bom Princípio	Própria
EA - Canoas - RGE Sul	Brasil	RS	Canoas	Própria
SE - São Sebastião do Caí - RGE Sul	Brasil	RS	São Sebastião do Caí	Própria
SE - Dois Irmãos - RGE Sul	Brasil	RS	Dois Irmãos	Própria
SE - Estância Velha - RGE Sul	Brasil	RS	Estância Velha	Própria
SE - Sapucaia do Sul - RGE Sul	Brasil	RS	Sapucaia do Sul	Própria
Escritório de Ribeirão Preto - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Ribeirão Preto	Própria
Escritório Jundiaí - CPFL PIRATININGA	Brasil	SP	JUNDIAI	Própria
Escritório Salto - subestação - CPFL PIRATININGA	Brasil	SP	Salto	Própria
Escritório Sorocaba - subestação - CPFL PIRATININGA	Brasil	SP	Sorocaba	Própria
Usina Hidrelétrica Salto do Pinhal - CPFL Geração	Brasil	SP	Espírito Santo do Pinhal	Própria
Usina Hidrelétrica Serra da Mesa - CPFL Geração	Brasil	GO	Minaçu	Própria

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Tipo de propriedade
SE Ourinhos II - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Ourinhos	Própria
Escritório São Sebastião da Grama - subestação - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	São Sebastião da Grama	Própria
Escritório Casa Branca - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	Casa Branca	Própria
Subestação - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Almoxarifado - subestação - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	Itapetininga	Própria
Subestação - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	Itapetininga	Própria
Subestação - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	São Miguel Arcanjo	Própria
Escritório Guarei - subestação - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	Guarei	Própria
Sede da Empresa - CPFL Jaguari	Brasil	SP	Jaguariuna	Própria
Escritório São José do Rio Pardo - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Subestação - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Escritório Monte Santo de Minas - CPFL Mococa	Brasil	MG	Monte Santo de Minas	Própria
Sede da Empresa - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Pirajú	Própria
Escritório Avaré - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Avaré	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Avaré	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Itaí	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Paranapanema	Própria
Sede e fábrica - CPFL Serviços	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Manutenção e equipamentos - CPFL Serviços	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Usina Termelétrica Carioba - CPFL Geração	Brasil	SP	Americana	Própria
Usina Hidrelétrica Cariobinha - CPFL Geração	Brasil	SP	Americana	Própria
Escritório Mococa - CPFL Mococa	Brasil	SP	Mococa	Própria
Subestação - CPFL Mococa	Brasil	MG	Monte Santo de Minas	Própria
Subestação - CPFL Mococa	Brasil	MG	Arceburgo	Própria
SE - Casca - RGE	Brasil	RS	Casca	Própria
SE Triunfo - RGE Sul	Brasil	RS	Triunfo	Própria
SE - Caxias 1 - RGE	Brasil	RS	Caxias do Sul	Própria
SE - Erechim 2 - RGE	Brasil	RS	Erechim	Própria
SE - Antonio Prado - RGE	Brasil	RS	ANTONIO PRADO	Própria
SE - Parobé - RGE	Brasil	RS	Parobé	Própria

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	São Domingos Energias Renováveis Ltda. - Resolução N° 5074	30 anos, a partir de 03/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Leste Paulista Concessão n° 018/1999	30 anos, a partir de 07/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Sul Paulista Concessão nº 019/1999	30 anos, a partir de 07/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Transmissão Piracicaba Concessão nº 003/2013	30 anos, a partir de 02/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Paulista Concessão n° 014/1997	30 anos, a partir de 11/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Piratininga Concessão n° 09/2002	30 anos, a partir de 10/1998	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	RGE Concessão n° 013/1997	30 anos, a partir de 11/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Santa Cruz Concessão n° 021/1999	30 anos, a partir de 07/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Atlântica I Parque Eólica S.A. Portaria N° 134	35 anos a partir de 02/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Jaguari Concessão n° 015/1999	30 anos, a partir de 07/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Mococa Concessão nº 017/1999	30 anos, a partir de 07/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Barra Grande Concessão nº036/2001	35 anos, a partir de 05/2001	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Investco, Luiz Eduardo Magalhães Concessão n° 005/1997	35 anos, a partir de 12/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	ENERCAN , Campos Novos Concessão n° 043/2000	35 anos, a partir de 05/2000	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Foz do Chapecó Concessão nº 128/2001	35 anos, a partir de 11/2001	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Geração, Rio do Peixe I e II (Pequena central hidrelétrica) Concessão nº 010/1999	30 anos, a partir de 12/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	N/A
Concessões	CPFL Centrais Geradoras, Santa Alice (Micro central hidrelétrica)	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Centrais Geradoras, São José (Micro central hidrelétrica)	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.
Concessões	CPFL Centrais Geradoras, São Sebastião (Micro central hidrelétrica)	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.
Concessões	CPFL Centrais Geradoras, Turvinho (Micro central hidrelétrica)	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, Americana Concessão nº 003/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Geração, UTE Carioba Concessão nº 015/1997	30 anos, a partir de 11/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Geração, Cariobinha (Pequena central hidrelétrica) Concessão n° 015/1997	30 anos, a partir de 11/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Centrais Geradoras, Lavrinha (Micro central hidrelétrica)	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.
Concessões	CPFL Geração, Macaco Branco (Pequena central hidrelétrica) Concessão n° 009/1999	30 anos, a partir de 12/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	N/A

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Centrais Geradoras, Pinheirinho (Micro central hidrelétrica)	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.
Concessões	CPFL Renováveis, Andorinhas Despacho N° 1990	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.
Concessões	CPFL Renováveis, Buritis Concessão n° 002/2011	até 11/2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, Capão Preto Concessão nº 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Jaguari Concessão nº 004/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, Lençóis Concessão n° 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Monjolinho Concessão n° 004/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, Pinhal Concessão nº 004/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Saltinho Despacho nº 1988	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, Salto Grande Concessão n°003/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Guaporé Portaria n° 1.987/2005	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, São Joaquim Concessão n° 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Socorro Concessão n° 004/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, Santana Concessão n° 003/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Três Saltos Concessão n° 003/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Epasa - Termelétrica Termoparaíba - Resolução nº2277	35 anos a partir de 12/2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Epasa - Termelétrica Termonordeste - Resolução nº2277	35 anos a partir de 12/2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Aiuruoca Energia S. A Resolução N°357	30 anos a partir de 12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Alto Irani Energia S.A. Resolução N°587	30 anos a partir de 10/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Arvoredo Energia S.A. Resolução N°606	30 anos a partir de 11/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Barra da Paciência Energia S.A. Resolução N°348	30 anos a partir de 12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Cachoeira Grande Energia S.A. Resolução N°540	30 anos a partir de 10/2003	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Cocais Grande Energias S.A., Resolução N°349	30 anos a partir de 12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Corrente Grande Energias S.A. Resolução N°17	30 anos a partir de 01/2000	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Chibarro Concessão n° 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	RGE Sul Concessão nº 012/1997	30 anos, a partir de 11/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Figueirópolis Energética S.A. Resolução N°198	30 anos a partir de 05/2004	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Ludesa Energética S.A. Resolução N°705	30 anos a partir de 12/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Consequência da perda de direitos	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Mata Velha Energética S.A. Resolução N°262	30 anos a partir de 05/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Ninho da Águia Energia S.A. Resolução N°370	30 anos a partir de 12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Novo Horizonte Energética S.A. Resolução N°652	30 anos a partir de 11/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Santa Luzia Energética S.A. Portaria N°352	35 anos a partir de 12/2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Varginha Energia S.A Resolução N°355	30 anos a partir de 12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Várzea Alegre Energia S.A Resolução N°367	30 anos a partir de 12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Salto Góes Energia S.A. Resolução N°2510	30 anos a partir de 08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Santa Cruz Energia S.A Resolução N°718	30 anos a partir de 12/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE São Gonçalo Energia S.A Resolução N°13	30 anos a partir de 01/2000	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Bioenergia Resolução N° 2106	30 anos a partir de 09/2009	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Alvorada S.A. Resolução N° 3714	30 anos a partir de 10/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Bio Buriti Resolução N°2643	30 anos a partir de 12/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Coopcana S.A. Resolução N° 3328	30 anos a partir de 02/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Atlântica II Parque Eólico S.A. Portaria N° 148	35 anos a partir de 03/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Atlântica IV Parque Eólico S.A Portaria N° 147	35 anos a partir de 03/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Lacenas Participações Ltda. Resolução N°117	30 anos a partir de 05/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Bio Formosa S.A. Resolução N°259	30 anos a partir de 05/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Bio Ipê S.A. Resolução N°2375	30 anos a partir de 05/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Paiol Energia S.A. Resolução N°406	30 anos a partir de 08/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Atlântica V Parque Eólico S.A. Portaria N° 168	35 anos a partir de 03/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Bons Ventos Geradora de Energia S.A Resolução N° 093	30 anos a partir de 03/2003	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Campos dos Ventos II Energias Renováveis S.A. Portaria N° 257	35 anos, a partir de 04/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Campos dos Ventos I Energias Renováveis S.A. Resolução N° 3967	30 anos, a partir de 03/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Campos dos Ventos III Energias Renováveis S.A. Resolução N°3968	30 anos a partir de 03/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Campos dos Ventos V Energias Renováveis S.A. Resolução n° 3969	30 anos a partir de 03/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Bons Ventos Geradora de Energia S.A. Resolução N° 680	30 anos a partir de 12/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A. Resolução N°329	30 anos a partir de 06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Costa Branca Energia S.A. Portaria N°585	35 anos a partir de 10/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Bons Ventos Geradora de Energia S.A. Resolução N° 625	30 anos a partir de 11/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	DESA Eurus I Portaria N° 264	35 anos a partir de 04/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Diamante Portaria n° 475	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, Dourados Concessão nº 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Eloy Chaves Concessão nº 004/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, Esmeril Concessão nº 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Bio Pedra S.A. Portaria Nº 129	35 anos a partir de 02/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, Gavião Peixoto Concessão nº 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	DESA Eurus III S.A. Portaria N°266	35 anos a partir de 04/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Eurus VI Energias Renováveis Ltda. Portaria N°749	35 anos a partir de 08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SIIF Cinco Geração e Comercialização de Energias S.A. Resolução N° 306	30 anos a partir de 06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Eólica Icaraizinho Geração e Comercialização de Energia S.A Resolução N°454	30 anos a partir de 08/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Macacos Energia S.A Portaria N°557	35 anos, a partir de 09/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	DESA Morro dos Ventos I S.A. Portaria N°664	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	DESA Morro dos Ventos II S.A. Portaria N° 373	35 anos, a partir de 06/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	DESA Morro dos Ventos III S.A. Portaria N° 685	35 anos, a partir de 08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	DESA Morro dos Ventos IV S.A. Portaria N° 686	35 anos, a partir de 08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	DESA Morro dos Ventos VI S.A. Portaria N° 663	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	DESA Morro dos Ventos IX S.A. Portaria N° 665	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Eólica Paracuru Geração e Comercialização de Energia S.A. Resolução N° 460	30 anos, a partir de 08/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Pedra Preta Energia S.A. Portaria N° 584	35 anos, a partir de 10/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara I Energias Renováveis Ltda. Portaria N° 609	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Eólica Formosa Geração e Comercialização de Energia S.A. Resolução N° 307	30 anos a partir de 06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara III Energias Renováveis Ltda. Portaria N°610	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Santa Clara II Energias Renováveis Ltda. Portaria N°683	35 anos, a partir de 08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara IV Energias Renováveis Ltda. Portaria N°672	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Boa Vista II Energia S.A. Portaria n° 502	35 anos, a partir de 11/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Juremas Energias S.A Portaria N° 556	35 anos a partir de 09/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Santa Úrsula Energias Renováveis Ltda. Resolução N° 4591	30 anos, a partir de 03/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A. Resolução N° 340	30 anos a partir de 06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Santa Clara V Energias Renováveis Ltda. Portaria N° 838	35 anos, a partir de 10/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Bons Ventos Geradora de Energia S.A. Resolução N° 778	30 anos, a partir de 12/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Santa Clara VI Energias Renováveis Ltda. Portaria N°670	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Mônica Energias Renováveis Ltda. Resolução N°4592	30 anos, a partir de 04/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Pirapó Despacho n° 1989	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	São Benedito Energias Renováveis S.A Resolução N° 4563	30 anos a partir de 03/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Ventos de Santo Dimas Energias Renováveis Ltda. Resolução N° 4562	30 anos, a partir de 03/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Ventos de São Martinho Energias Renováveis Ltda. Resolução N° 4572	30 anos, a partir de 03/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE CPFL Solar I Energia S.A. OF.ANEEL No. 961/2012	Indeterminado	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Transmissão Morro Agudo Concessão n° 006/2015	30 anos, a partir de 03/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Geração Serra - da Mesa Concessão n° 005/2004		A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CERAN 14 de Julho, Castro Alves e Monte Claro Concessão nº 008/2001	35 anos, a partir de 03/2001	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Pedra Cheirosa I Energias S.A. - Resolução N° 387	35 anos, a partir de 08/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Pedra Cheirosa II Energias S.A. - Resolução N° 359	35 anos, a partir de 07/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Plano Alto Energia S.A Resolução N°607	30 anos a partir de 11/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
BAESA - Energética Barra Grande S.A.	04.781.143/0001-39	-	Coligada	Brasil	RS	Pinhal da Serra	Geradora de energia elétrica	25,010000
Valor mercado								
31/12/2017	6,670000	0,000000	90.000,00	Valor contábil	31/12/2017	187.654.000,00		
31/12/2016	5,880000	0,000000	20.000,00					
31/12/2015	1,520000	0,000000	96.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Campos Novos Energia S/A - ENERCAN	03.356.967/0001-07	-	Coligada	Brasil	SC	Florianópolis	Geradora de Energia Elétrica	48,720000
Valor mercado								
31/12/2017	-68,540000	0,000000	399.862.000,00	Valor contábil	31/12/2017	176.998.000,00		
31/12/2016	18,930000	0,000000	17.481.000,00					
31/12/2015	13,750000	0,000000	11.392.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA	10.366.780/0001-41	-	Coligada	Brasil	PB	João Pessoa	Geradora de energia elétrica	53,340000
Valor mercado								
31/12/2017	16,270000	0,000000	61.022.000,00	Valor contábil	31/12/2017	240.388.000,00		
31/12/2016	40,180000	0,000000	38.246.000,00					
31/12/2015	38,820000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Chapecoense Geração S.A.	07.829.836/0001-42	-	Coligada	Brasil	SC	Florianópolis	Geradora de Energia Elétrica	51,000000
Valor mercado								
31/12/2017	-28,170000	0,000000	268.547.000,00	Valor contábil	31/12/2017	385.870.000,00		
31/12/2016	19,620000	0,000000	28.417.000,00					

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
31/12/2015	12,270000	0,000000	12.128.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Ltda. ("CPFL Meridional")	04.785.914/0001-66	-	Controlada	Brasil	RS	Caxias do Sul	Comercializadora de Energia Elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	-32,620000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2017	221.000.000,00		
31/12/2016	409,430000	0,000000	0,00					
31/12/2015	-341,670000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Energética Rio das Antas - CERAN	04.237.975/0001-99	-	Controlada	Brasil	RS	Porto Alegre	Geradora de Energia Elétrica	65,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	-67,380000	0,000000	171.816.000,00	Valor contábil	31/12/2017	159.773.000,00		
31/12/2016	12,570000	0,000000	11.463.000,00					
31/12/2015	9,240000	0,000000	5.798.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Jaguari")	53.859.112/0001-69	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariúna	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	1025,310000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2017	340.463.000,00		
31/12/2016	6,080000	0,000000	1.291.000,00					
31/12/2015	11,290000	0,000000	806.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
Companhia Jaguari Geração de Energia ("CPFL Jaguari Geração")	07.137.154/0001-79	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariúna	Geradora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	13,020000	0,000000	11.061.000,00	Valor contábil	31/12/2017	50.970.000,00		
31/12/2016	5,550000	0,000000	4.288.000,00					
31/12/2015	23,190000	0,000000	998.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	61.015.582/0001-74	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariúna	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	0,000000	0,000000	4.449.000,00	Valor contábil	31/12/2017	0,00		
31/12/2016	0,000000	0,000000	9.242.000,00					
31/12/2015	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	52.503.802/0001-18	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariúna	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2017	0,00		
31/12/2016	0,000000	0,000000	7.991.000,00					
31/12/2015	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	61.116.265/0001-44	-	Controlada	Brasil	SP	São Paulo	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)		
31/12/2017	0,000000	0,000000	8.427.000,00	Valor contábil	31/12/2017	0,00		
31/12/2016	0,000000	0,000000	40.009.000,00					
31/12/2015	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	33.050.196/0001-88	382-4	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	28,870000	0,000000	2.228.000,00	Valor contábil	31/12/2017	1.370.403.000,00		
31/12/2016	-21,370000	0,000000	948.624.000,00					
31/12/2015	85,710000	0,000000	425.400.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	04.172.213/0001-51	1927-5	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	29,600000	0,000000	112.638.000,00	Valor contábil	31/12/2017	461.059.000,00		
31/12/2016	-33,830000	0,000000	267.647.000,00					
31/12/2015	12,090000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	60.855.608/0001-20	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariúna	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2017	0,00		
31/12/2016	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2015	0,000000	0,000000	0,00					

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimentos Ltda. ("CPFL Atende")	09.606.475/0001-09	-	Controlada	Brasil	SP	Ourinhos	Serviços de teleatendimento	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	12,760000	0,000000	5.666.000,00	Valor contábil	31/12/2017	19.338.000,00		
31/12/2016	-1,280000	0,000000	3.382.000,00					
31/12/2015	-0,700000	0,000000	7.899.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Brasil Varejista S.A.	22.141.909/0001-00	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Comercializadora de Energia Elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	25,190000	0,000000	128.000.000,00	Valor contábil	31/12/2017	4.324.000,00		
31/12/2016	-16,020000	0,000000	0,00					
31/12/2015	41030,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Centrais Geradoras Ltda ("CPFL Centrais Geradoras")	17.578.855/0001-05	-	Controlada	Brasil	SP	São Paulo	Geradora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	4,640000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2017	16.177.000,00		
31/12/2016	-22,600000	0,000000	4.740.000,00					
31/12/2015	-11,000000	0,000000	1.720.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	04.973.790/0001-42	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Comercializadora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	-11,880000	0,000000	166.695.000,00	Valor contábil	31/12/2017	96.093.000.000,00		
31/12/2016	110,610000	0,000000	1.601.000,00					
31/12/2015	-20,960000	0,000000	52.599.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Comercialização Cone Sul S.A.	02.190.883/0001-75	-	Controlada	Brasil	SP	São Paulo	Comercializadora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	-29,820000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2017	200.000.000,00		
31/12/2016	6,740000	0,000000	0,00					
31/12/2015	-9,800000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Eficiência Energética S.A. ("CPFL ESCO")	18.710.670/0001-67	-	Controlada	Brasil	SP	Jundiaí	Serviço de gestão em eficiência energética.	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	-10,220000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2017	55.252.000,00		
31/12/2016	-6,810000	0,000000	0,00					
31/12/2015	-83,870000	0,000000	380.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL GD S.A. ("CPFL GD")	23.842.913/0001-50	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Serviços na área de geração de energia	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	1716,670000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2017	109.000.000,00		

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)		
31/12/2016	-40,000000	0,000000	0,00					
31/12/2015	100,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	03.953.509/0001-47	1895-3	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Geradora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	9,070000	0,000000	779.533.000,00	Valor contábil	31/12/2017	2.354.115.000,00		
31/12/2016	-0,530000	0,000000	110.532.000,00					
31/12/2015	6,620000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Jaguariúna S.A. ("CPFL Jaguariúna")	02.150.569/0001-69	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariúna	Holding	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2017	0,00		
31/12/2016	0,000000	0,000000	0,00					
31/12/2015	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	02.150.562/0001-47	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariúna	Comercializadora de energia elétrica.	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	56,730000	0,000000	1.471.000,00	Valor contábil	31/12/2017	3.293.000,00		
31/12/2016	4,900000	0,000000	2.835.000,00					
31/12/2015	22,680000	0,000000	1.002.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
CPFL Renováveis S.A.	08.439.659/0001-50	2054-0	Controlada	Brasil	SP	São Paulo	Geradora de Energia Elétrica	51,600000
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)		
					Valor mercado	31/12/2016	3.036.463.460,31	
31/12/2017	0,200000	0,000000	0,00		Valor contábil	31/12/2017	2.080.900.000,00	
31/12/2016	-3,640000	1,650000	0,00					
31/12/2015	-1,290000	-1,710000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	58.635.517/0001-37	-	Controlada	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Prestadora de serviços em atividades de comercialização de energia	100,000000
					Valor mercado			
31/12/2017	7,290000	0,000000	0,00		Valor contábil	31/12/2017	105.105.000,00	
31/12/2016	1276,570000	0,000000	0,00					
31/12/2015	-69,070000	0,000000	7.683.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	12.116.119/0001-03	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Prestação e exploração de serviço na área de telecomunicação.	100,000000
					Valor mercado			
31/12/2017	110,450000	0,000000	0,00		Valor contábil	31/12/2017	2.018.000,00	
31/12/2016	43,180000	0,000000	0,00					
31/12/2015	-11489,830000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda ("CPFL Total")	12.116.118/0001-69	-	Controlada	Brasil	SP	Jaguariúna	Serviços de assessoria administrativa de arrecadação e cobranças, e outros.	100,000000
					Valor mercado			
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00		Valor contábil	31/12/2016	27.570.000,00	

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
31/12/2016	38,330000	0,000000	10.767.000,00					
31/12/2015	-18,380000	0,000000	4.734.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	17.079.395/0001-62	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Transmissora de energia elétrica	100,000000
Valor mercado								
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2016	95.173.000,00		
31/12/2016	18,110000	0,000000	0,00					
31/12/2015	441,180000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
CPFL Transmissora Morro Agudo S.A.	21.986.001/0001-27	-	Controlada	Brasil	SP	Campinas	Transmissora de energia elétrica	100,000000
Valor mercado								
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2016	7.340.000,00		
31/12/2016	100,000000	0,000000	0,00					
31/12/2015	100,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Foz do Chapeco Energia S/A	04.591.168/0001-70	-	Coligada	Brasil	SC	Florianópolis	Geradora de Energia Elétrica	51,000000
Valor mercado								
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2016	537.146.000,00		
31/12/2016	19,630000	0,000000	0,00					
31/12/2015	12,270000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
Nect Serviços Administrativos Ltda ("Nect")	08.971.542/0001-13	-	Controlada	Brasil	SP	Indaiatuba	Prestação de serviços administrativos	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2016	10.295.000,00		
31/12/2016	-36,000000	0,000000	18.155.000,00					
31/12/2015	70,080000	0,000000	10.780.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Paulista Lajeado Energia S.A.	03.491.603/0001-21	-	Controlada	Brasil	SP	Canoas	Geradora de Energia Elétrica	59,930000
				Valor mercado				
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2016	38.465.000,00		
31/12/2016	8,480000	0,000000	2.839.000,00					
31/12/2015	27,710000	0,000000	7.000.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul")	02.016.440/0001-62	1652-7	Controlada	Brasil	RS	Porto Alegre	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2016	1.553.666.000,00		
31/12/2016	100,000000	0,000000	0,00					
31/12/2015	0,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Rio Grande Energia S.A. ("RGE")	02.016.439/0001-38	1653-5	Controlada	Brasil	RS	Caxias do Sul	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				Valor mercado				
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2016	1.614.320.000,00		

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)		Data	Valor (Reais)		
31/12/2016	2,120000	0,000000	172.432.000,00					
31/12/2015	21,540000	0,000000	113.012.000,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
Sul Geradora Participações Ltda.	02.689.862/0001-07	-	Controlada	Brasil	SP	São Paulo	Comercializadora de energia elétrica	99,950000
Valor mercado								
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2016	-81.000,00		
31/12/2016	37,690000	0,000000	0,00					
31/12/2015	-41,300000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								
TI Nect Serviços de Informática ("Authi")	21.114.494/0001-05	-	Controlada	Brasil	SP	Indaiatuba	Prestação de serviços de tecnologia da informação.	100,000000
Valor mercado								
31/12/2017	0,000000	0,000000	0,00	Valor contábil	31/12/2016	16.810.000,00		
31/12/2016	778,700000	0,000000	2.537.000,00					
31/12/2015	100,000000	0,000000	0,00					
Razões para aquisição e manutenção de tal participação								
-								

9.2 - Outras informações relevantes

9.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Item 9.1(a)

Os ativos imobilizados da controlada indireta CPFL Renováveis S.A. estão apresentados no item 9.1(a) de seu Formulário de Referência.

Item 9.1(b)

Com relação às nossas subsidiárias de distribuição CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista, a Lei nº 12.783/13 determinou que esse tipo de concessão de distribuição pode ser renovado, sujeito a certas condições, por um prazo adicional de até 30 anos. Nesse contexto, nós requeremos a renovação dessas concessões em 2014 e, em 9 de novembro de 2015, o MME proferiu decisão prorrogando as concessões para julho de 2045. Os aditamentos relativos às renovações foram assinados em 9 de dezembro de 2015. Uma vez que as referidas prorrogações foram concedidas já sob a vigência das novas leis e regulamentações sobre concessões de distribuição, as concessões estão agora sujeitas aos atuais padrões e metas estabelecidos pelas autoridades brasileiras.

A CPFL Sul Centrais é uma Produtora Independente com capacidade de geração de menos de 5.000 kW, portanto, possui autorização regulatória ao invés de contrato de concessão.

Temos direito contratual a 51,54% da Energia Assegurada desta instalação nos termos de um contrato de 30 anos, que vence em 2028. A concessão para a Serra da Mesa, detida por Furnas, foi prorrogada até 12 de novembro de 2039. Em 27 de abril de 2012 o MME publicou a Portaria nº 262 aprovando a renovação da concessão da usina de Serra da Mesa.

As instalações Macaco Branco e Rio do Peixe II, da CPFL Geração, são projetos hidrelétricos com Capacidade Instalada superior a 5.000 kW que foram concedidos através de um processo junto às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, anteriormente às mudanças introduzidas pela Lei no. 13.360/2016. Nos termos da Lei no. 13.360/2016, somente as usinas hidrelétricas com capacidade superior a 50.000 kW necessitam, atualmente, de uma concessão; aquelas com capacidade entre 5.000 kW e 50.000 kW estão sujeitas a uma autorização da ANEEL; e aquelas com capacidade equivalente ou inferior a 5.000 kW somente necessitam de um registro junto à ANEEL, ao invés de uma concessão ou autorização.

As micro centrais hidrelétricas Lavrinhas, Pinheirinho, Santa Alice, São José, São Sebastião e Turvinho da CPFL Centrais Geradoras, bem como as pequenas centrais hidrelétricas Andorinhas, Buritis, Guaporé, Manjolinho, Pirapó, Saltinho, Três Saltos e Santa Luzia Alto da CPFL Renováveis são projetos hidrelétricos com Capacidade Instalada igual ou inferior a 5.000 kW que estão registrados juntos às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, mas que não exigem processos de concessão ou autorização para operar, portanto não possuem prazo de duração.

A SPE CPFL Solar I Energia S.A. é uma usina com capacidade reduzida, isenta de concessão do poder concedente, necessitando apenas de registro junto ao poder concedente (ANEEL).

As Pequenas Centrais Hidrelétricas Aiuruoca, Cachoeira Grande, Santa Cruz e Santa Luzia Alto da CPFL Renováveis estão em fase de preparação. A Pequena Central Hidrelétrica Boa Vista II está em fase de construção.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

10. Comentários dos Diretores

10.1 Os diretores devem comentar sobre:

As demonstrações financeiras consolidadas de 2017, 2016 e 2015 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards* – “IFRS”), emitidas pelo *International Accounting Standard Board* – IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”).

a) Condições financeiras e patrimoniais gerais

▪ 2017

O ano de 2017 foi marcado por novas perspectivas e possibilidades para o grupo CPFL, após a conclusão da operação de compra do controle da Companhia pela chinesa State Grid, maior *player* global do setor elétrico. A visão estratégica de longo prazo e desenvolvimento tecnológico da State Grid trazem grande contribuição para os próximos passos da CPFL. O grupo CPFL também continuou bastante ativo neste ano, promovendo melhorias em suas operações e gestão, participando ativamente nas discussões sobre aperfeiçoamento do marco legal do setor elétrico e acompanhando os desdobramentos dos cenários político e econômico do Brasil em seus mercados.

Os resultados do ano de 2017 refletiram tais avanços e as condições de mercado no período. O fornecimento de energia elétrica (quantidade de energia faturada para consumidores finais) totalizou 53.376 GWh, um aumento de 14,6%. Desconsiderando-se o efeito positivo da aquisição da RGE Sul, o aumento é de 2,7%. As classes residencial e industrial registraram aumentos de 2,6% e 7,1%, respectivamente, refletindo a baixa base comparativa de 2016 e a retomada da atividade econômica, enquanto a classe comercial apresentou redução de 4,5%. O suprimento de energia elétrica, por meio de outras concessionárias, permissionárias e autorizadas, atingiu 16.337 GWh, um aumento de 33,3%.

No âmbito financeiro, a geração de caixa operacional do grupo CPFL, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 4.864 milhões em 2017, um aumento de 17,9%, refletindo principalmente a contribuição da consolidação integral da RGE Sul e a melhora nos resultados dos segmentos de Geração Convencional, Geração Renovável, Comercialização e Serviços. A alavancagem consolidada da CPFL Energia alcançou 3,20 dívida líquida/EBITDA ao final do ano, no critério de medição de nossos *covenants* financeiros, estável em relação ao ano anterior. Vale ressaltar que as reduções nas taxas de juros verificadas ao longo do ano estão beneficiando a Companhia, que tem cerca de 3/4 de sua dívida atrelada ao CDI.

Além disso, a Companhia apresentou inúmeros avanços e conquistas ao longo do ano. Foram promovidas revisões organizacionais com objetivo de simplificar os processos e estrutura da Companhia, visando maior foco nos negócios. Vale destacar também a criação da Envo, voltada para o mercado de geração distribuída solar para residências e clientes comerciais de pequeno porte, a entrega do projeto Morro Agudo (transmissão), a inauguração do complexo eólico Pedra Cheirosa (48 MW de capacidade instalada), o elevado valor de investimentos na base de ativos das distribuidoras CPFL Paulista, RGE e RGE Sul, que passarão pelo processo de revisão tarifária em 2018, a conquista do prêmio ABRADÉE pela CPFL Santa Cruz como melhor distribuidora nacional em sua categoria e pela RGE como melhor distribuidora da região Sul, a integração da RGE Sul, o lançamento do “CPFL Inova”, programa de inovação aberta criado pela CPFL em parceria com a Endeavor Brasil, entre outros

Cabe ressaltar ainda que a CPFL promoveu a incorporação das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa (em conjunto, as “Incorporadas”) pela CPFL Jaguari (“Incorporadora”). O agrupamento das concessões das 5 empresas se realizou mediante incorporação do acervo patrimonial das Incorporadas pela Incorporadora em 31 de dezembro de 2017.

A alienação do controle da Companhia foi concluída no dia 23 de janeiro de 2017, quando a State Grid tornou-se acionista controladora da CPFL Energia, com participação acionária de 54,64%. Em virtude do fechamento da transação que resultou na alienação direta do controle da CPFL Energia e em atendimento à regulamentação aplicável, a State Grid realizou oferta pública para aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas remanescentes da CPFL Energia em 30 de novembro de 2017. Conforme informado no Fato Relevante e no Comunicado ao Mercado divulgados

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

em 30 de novembro e em 5 de dezembro de 2017, respectivamente, como resultado do leilão, a State Grid adquiriu 408.357.085 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 88,44% do total de ações objeto da OPA e 40,12% do capital social da Companhia. As ações ordinárias foram adquiridas pelo preço de R\$ 27,69, totalizando o valor de R\$ 11.307.407.683,65. A State Grid passou a deter, em conjunto com a ESC Energia, 964.521.902 ações ordinárias de emissão da Companhia, elevando sua participação conjunta de 54,64% para 94,75% do capital social total da Companhia.

A Companhia segue trabalhando em iniciativas de valor para seus acionistas e em seu plano de investimentos (cerca de R\$ 2,1 bilhões para 2018 e mais de R\$ 11,4 bilhões para os próximos 5 anos), com disciplina financeira, empenho e comprometimento de suas equipes e a confiança de seus acionistas controladores, reforçando o compromisso do grupo CPFL com sua estratégia de desenvolvimento de longo prazo.

Finalmente, a administração da CPFL segue otimista em relação aos avanços do setor elétrico brasileiro e continua confiante em sua plataforma de negócios, estando cada vez mais preparada e bem posicionada para enfrentar os desafios do país.

No final de 2017, a dívida financeira bruta (incluindo derivativos) da companhia atingiu R\$ 19.615 milhões, apresentando uma redução de 8,2%. As disponibilidades totalizaram R\$ 3.250 milhões, uma redução de 47,3%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 16.366 milhões, registrando um aumento de 7,7%. Comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 3,37, uma redução de 8,6% em relação a 2016.

Os índices de Liquidez Corrente e Liquidez Geral da companhia foram respectivamente de 0,84 e 0,66 ao final de 2017 (redução de 33,3% e aumento de 4,2% em relação a 2016, respectivamente). A redução da liquidez corrente foi obtido majoritariamente devido à a redução do caixa e equivalentes (R\$ 2.915 milhões) e aumento da dívida de curto prazo (R\$ 1.870 milhões) que compensado pela redução da dívida de longo prazo (R\$ 3.745 milhões) contribuiu para o aumento da liquidez geral (para maiores detalhes sobre as variações patrimoniais, ver item 10.1.c).

Em 2017 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,111, redução de 31,1% em relação a 2016. O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 1.243 milhões, com aumento de 41,4% (R\$ 656 milhões), compreendendo aos aumentos (i) de 17,9% no EBITDA (R\$ 738,1 milhões); (ii) de 2,3% nas despesas financeiras líquidas (R\$ 34,1 milhões); (iii) de 18,4% nas despesas com depreciação e amortização (R\$ 237,9 milhões) principalmente pelo efeito da aquisição da RGE Sul em outubro de 2016, e (iv) de 33,8% nas despesas com impostos sobre a renda (R\$ 466,1 milhões). Para maiores detalhes sobre as variações no resultado da Companhia, ver 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.

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia apresentou nas demonstrações financeiras o capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 1.797 milhões. A Companhia vem trabalhando nos planos de redução do capital circulante líquido negativo e em janeiro de 2018 as controladas captaram debentures no montante de R\$ 2.610 milhões. Adicionalmente, 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.

▪ 2016

O ano de 2016 foi marcado por grandes mudanças para a CPFL Energia. Após três meses de transição, Andre Dorf assumiu a presidência do Grupo no dia 1º de julho, em substituição a Wilson Ferreira Junior, com a missão de liderar a nova fase de crescimento e assegurar que processos e sistemas se tornem cada vez mais simples e eficientes, garantindo maior agilidade à empresa, a fim de enfrentar desafios e aproveitar as oportunidades de crescimento e geração de valor.

Em 31 de outubro, a CPFL Energia retomou o processo de consolidação do setor elétrico com a conclusão da aquisição da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. ("AES Sul"), que passou a se chamar RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul"), uma distribuidora que atende aproximadamente de 1,3 milhão de clientes em 118 municípios do Rio Grande do Sul. Com esse passo, a CPFL Energia ampliou

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

sua escala e presença naquele estado, atendendo 382 municípios e alcançando um *market share* de 65%. No Brasil, a CPFL Energia passou a deter fatia superior a 14% no segmento de distribuição, atendendo cerca de 9 milhões de clientes em 9 concessionárias nas regiões Sul e Sudeste. A gestão da CPFL na RGE Sul se iniciou no dia 1º de novembro e os planos contemplam investimentos da ordem de R\$ 1 bilhão no período 2017-2019, visando implantar o padrão CPFL na prestação de serviços e cumprir o plano de melhoria estabelecido pela ANEEL.

Ainda em 2016, no início de julho, a CPFL Energia foi informada por um de seus acionistas controladores, a Camargo Corrêa S.A., que esta havia recebido e aceitado proposta da State Grid Corporation of China ("State Grid") para aquisição de sua participação no bloco de controle da Companhia pelo valor de R\$25,00 por ação. No dia 2 de setembro, foi assinado o contrato definitivo de compra e venda de ações (SPA) entre State Grid e Camargo Corrêa. Em seguida, a proposta foi estendida aos demais acionistas controladores que, ao longo do mês de setembro, decidiram alienar suas participações em conjunto com a Camargo Corrêa.

A referida transação passou por todas as aprovações cabíveis e foi concluída no dia 23 de janeiro de 2017, quando a State Grid se tornou acionista controlador da CPFL Energia, com participação acionária de 54,64%. Em virtude do fechamento da transação que resultou na alienação direta do controle da CPFL Energia, e na consequente alienação indireta do controle da CPFL Energias Renováveis S.A. (CPFL Renováveis), e em atendimento à regulamentação aplicável, a State Grid irá realizar ofertas públicas para aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas remanescentes da CPFL Energia e da CPFL Renováveis. Conforme informado nos Fatos Relevantes divulgados por ambas as companhias em 23 de fevereiro de 2017, a State Grid realizou os protocolos de documentação relativa às respectivas OPAs Unificadas perante a CVM, no dia 22 de fevereiro de 2017; o registro agora está sob análise da CVM.

Em meio a essas mudanças, a CPFL Energia seguiu sua trajetória de crescimento. Em 2016, novos projetos de energia renovável entraram em operação: em maio, foi a vez da PCH Mata Velha, com 24 MW de capacidade instalada, enquanto os Complexos Eólicos Campo dos Ventos e São Benedito tiveram sua entrada gradual ao longo do ano, com obras encerradas em dezembro, totalizando 231 MW de capacidade instalada.

Ainda no segmento de geração, no tema do risco hidrológico (GSF), foi concluída a repactuação da usina de Baesa (Energética Barra Grande Energia), protegendo-a de 100% dos efeitos do GSF até o final dos contratos regulados. Isso gerou um ganho de R\$ 5 milhões no resultado de participação societária da Companhia em 2016. As demais usinas já haviam sido repactuadas em 2015. A estratégia de repactuar esse risco teve por objetivo devolver a previsibilidade e estabilidade dos fluxos de caixa dos geradores hidrelétricos.

No segmento de distribuição, a Companhia continuou impactada pela retração econômica, que afetou o consumo na área de concessão. A despeito da aquisição da RGE Sul a partir de novembro, o mercado faturado na área de concessão do Grupo CPFL registrou queda de 1,0%. Desconsiderando o efeito da aquisição da RGE Sul, a redução seria de 3,5%, com quedas de 0,7%, 3,7% e 7,6% respectivamente para as classes residencial, comercial e industrial. O cenário macroeconômico desfavorável também influenciou os níveis de inadimplência, exigindo que a Companhia fortalecesse suas ações de cobrança, incrementando em mais de 50% o número de cortes, cobranças e negativas, entre outras ações.

No âmbito financeiro, é importante destacar a redução na alavancagem, que chegou a um patamar de 3,21x dívida líquida/EBITDA ao final de 2016, refletindo não somente melhores resultados, mas também a consistente monetização de ativos financeiros setoriais ao longo do ano. Em dezembro, as distribuidoras do Grupo, incluindo a RGE Sul, acumulavam um passivo financeiro setorial de R\$ 891 milhões, reflexo dos reajustes tarifários e da redução de custos com compra de energia e encargos verificados ao longo de 2016. Em sentido contrário, a aquisição da RGE Sul pressionou esse indicador.

Cabe ressaltar ainda que seis das nove distribuidoras – CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari – já se encontram no 4º ciclo de Revisão Tarifária, auferindo benefícios relacionados aos investimentos realizados no ciclo anterior e às melhores condições oferecidas no novo ciclo. Ainda a respeito de tarifas, foi aplicada bandeira verde em grande parte do ano de 2016, o que contribuiu para menores tarifas, após as fortes elevações de 2015.

A sobrecontratação das distribuidoras brasileiras, tema regulatório de grande importância, foi amplamente discutida pelos agentes em 2016 e muitos avanços já foram obtidos. Diversas medidas

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

foram tomadas para mitigação de sobras e definição de seu caráter involuntário, tais como o tratamento de sobras involuntárias decorrentes de quotas, a viabilização de acordos bilaterais entre geradores e distribuidoras, o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD de energia nova e as mudanças nas regras dos leilões.

A Lei no. 13.360/2016 também implantou mudanças importantes para o setor, com impactos e oportunidades para os diferentes segmentos de negócio. A segurança de um marco regulatório sólido é fundamental para que haja uma retomada de investimentos e crescimento sustentável no longo prazo.

No final de 2016, a dívida financeira bruta (incluindo derivativos) da companhia atingiu R\$ 21.358 milhões, apresentando um aumento de 9,6%. As disponibilidades totalizaram R\$ 6.165 milhões, um aumento de 8,5%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 15.193 milhões, registrando um aumento de 10,0%. Comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 3,68, um aumento de 10,5% em relação a 2015 (reapresentado). O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios do Grupo, por exemplo, o financiamento dos projetos greenfield na CPFL Renováveis.

Os índices de Liquidez Corrente e Liquidez Geral da companhia foram respectivamente de 1,26 e 0,63 ao final de 2016 (reduções de 3,9% e 7,7% em relação a 2015, respectivamente). Este resultado foi obtido majoritariamente devido à liquidação do ativo financeiro setorial circulante de R\$ 1.464 milhões e à constituição de passivo financeiro setorial circulante de R\$ 597 milhões no exercício (para maiores detalhes sobre as variações patrimoniais, ver item 10.1.c).

Em 2016 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,085, redução de 1,9% em relação a 2015 (reapresentado). O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 879 milhões, com aumento de 0,4% (R\$ 3,8 milhões), compreendendo a redução de 0,4% no EBITDA (R\$ 17,6 milhões), aliada a um aumento de 3,2% nas despesas financeiras líquidas (R\$ 45,6 milhões) e de 0,8% nas despesas com depreciação e amortização (R\$ 10,7 milhões), compensada por uma redução de 13,4% nas despesas com impostos sobre a renda (R\$ 77,7 milhões). Para maiores detalhes sobre as variações no resultado da Companhia, ver Variação da Demonstração do Resultado no item 10.1.h.

▪ 2015

O ano de 2015 se provou um dos mais desafiadores da história da CPFL Energia. Porém, ao traçarmos um paralelo da situação que o setor elétrico enfrentava no início de 2015 com o seu atual panorama, é notória a evolução alcançada ao longo do último ano.

No começo do ano de 2015, o risco de racionamento era iminente. Com um período úmido onde a Energia Natural Afluente (ENA) no Sistema Interligado Nacional (SIN) atingiu apenas 71% da média de longo termo (MLT), os reservatórios do SIN chegaram ao final de abril com 35% de sua capacidade. A recuperação veio com uma ENA de 113% da MLT no período seco, aliada à queda da carga no Brasil de 1,7% no ano de 2015. Agora, no começo de 2016, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) calculou o risco de racionamento em 0% trazendo uma preocupação a menos aos agentes do setor.

No campo regulatório, os avanços foram significativos. As distribuidoras de energia começaram o ano com a ameaça de desequilíbrios de caixa, sem poder contar com os recursos da conta ACR ou aportes do Tesouro, que antes subsidiavam as tarifas. No entanto, a ANEEL autorizou uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), implementada em 1º de Março de 2015, que aliviou parte dos incrementos nos custos de Parcela A (não-gerenciáveis) das Distribuidoras. A Parcela A estava pressionada em especial pelo aumento na CDE, um encargo setorial que foi reajustado de forma significativa no início de 2015. Outro mecanismo implementado no início do ano foi o de Bandeiras Tarifárias, instrumento de reação mais imediata que permite acionar uma cobrança adicional nas tarifas para cobrir custos de geração térmica e exposição das distribuidoras ao PLD (risco hidrológico, ESS e exposição involuntária). Mesmo assim, o descasamento de caixa continuou e o grupo CPFL Energia chegou a registrar um acúmulo de CVAs da ordem de R\$ 1,9 bilhão no final do 3T15, quase o equivalente a um ano de geração de caixa de suas distribuidoras de energia. No 4T15, esse cenário de acúmulo de ativos regulatórios começou a ser revertido, dando um alívio ao capital de giro da Companhia, que encerrou 2015 com cerca de R\$1,7 bilhão em CVAs acumuladas.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Apesar de essencial para mitigar os descasamentos no fluxo de caixa das distribuidoras, o "Realismo Tarifário" que permitiu os reajustes nos preços de energia, aliado à deterioração no cenário macroeconômico, levou a uma retração nas vendas de energia, que registraram uma queda consolidada de 4,0% no ano, sendo 2,0% a queda na classe residencial, 1,0% na classe comercial e 6,9% na classe industrial.

Começamos o ano também com indefinições quanto à renovação das concessões de distribuição, cujas condições não haviam sido definidas na MP579/2012, que tratou apenas dos empreendimentos de Geração e Transmissão. Durante o ano, a ANEEL endereçou o tema e estabeleceu parâmetros de sustentabilidade econômico-financeira e qualidade que são fundamentais para garantir um serviço adequado ao consumidor. Em 8 de dezembro de 2015, assinamos os novos contratos de cinco Distribuidoras que passaram por esse processo e garantiram a extensão de suas concessões por mais 30 anos: CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari.

Outro avanço importante de 2015 foi a conclusão da AP23/2014, que tratava das metodologias de Revisão Tarifária das Distribuidoras. A maior parte das metodologias foi publicada ainda no 1T15, como o WACC regulatório e itens como Custos Operacionais, Outras Receitas, Perdas, Procedimentos Gerais e Outros. Em dezembro, as metodologias para o tratamento da Base de Remuneração Regulatória foram publicadas, finalizando então o processo. A primeira empresa do grupo a passar pelo 4º ciclo de Revisão Tarifária foi a CPFL Piratininga, cujo evento tarifário se deu em 23 de Outubro de 2015. O avanço obtido com as novas condições permitiu à CPFL Piratininga um incremento de 5,31% em sua Parcela B (Parcela que remunera o Investimento, cobre os custos operacionais e o custo dos Investimentos). O aumento médio de tarifa da CPFL Piratininga foi de 21,11%.

Por fim, a repactuação do risco hidrológico dos geradores hidrelétricos (GSF) também foi um avanço para o setor, conquistado ao longo de 2015 após quatro rodadas de Audiência Pública. Além do impacto das condições hidrológicas desfavoráveis, a geração hidrelétrica começou a ser reduzida também por fatores não previstos e alheios ao controle das usinas hidrelétricas, como o despacho térmico fora da ordem de mérito e o crescimento da capacidade de energia de reserva, composta basicamente por energia eólica, uma fonte não despachável. Tais condições vinham impactando negativamente o balanço dos geradores desde o final de 2013. As usinas receberam então a possibilidade de pagar um prêmio para repactuar esse risco. A CPFL Energia optou por aderir à repactuação de seus contratos elegíveis no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), na modalidade SP100, protegendo-se de 100% do GSF até o final dos contratos. A repactuação do risco hidrológico devolve a previsibilidade e a estabilidade dos fluxos de caixa aos geradores hidrelétricos.

No final de 2015, a dívida financeira bruta (incluindo a posição líquida dos derivativos) da companhia atingiu R\$ 19.489 milhões, apresentando um aumento de 5,0%. As disponibilidades totalizaram R\$ 5.683 milhões, um aumento de 30,4%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 13.806 milhões, registrando uma queda de 2,8%. Comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 3,68, uma redução de 2,5% em relação a 2014. O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios do Grupo, por exemplo, o financiamento dos projetos *greenfield* na CPFL Renováveis.

Os índices de Liquidez Corrente e Liquidez Geral da companhia foram respectivamente de 1,31 e 0,69 ao final de 2015 (aumentos de 5,7% e 10,9% em relação a 2014, respectivamente). Este resultado foi obtido majoritariamente devido a um aumento no saldo de disponibilidades de R\$ 1.325 milhões (ver os motivos descritos no item 10.1.c).

Em 2015 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,086, redução de 8,4% em relação a 2014. O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 875 milhões, com redução de 1,3% (R\$ 11 milhões), refletindo principalmente a redução de 0,3% no EBITDA (R\$ 11 milhões). Os motivos desta variação estão descritos na Variação da Demonstração do Resultado no item 10.1.h.

b) estrutura de capital:

Estrutura de Capital	2017	2016	2015
Capital próprio	41%	41%	42%
Capital de terceiros	59%	59%	58%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Liquidez e Recursos de Capital

▪ 2017

Em 31 de dezembro de 2017, nosso capital de giro refletia um déficit (excedente do passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 1.797 milhões, uma redução de R\$ 4.158 milhões quando comparado com o superávit de R\$ 2.361 milhões em 31 de dezembro de 2016.

Essa redução se deu basicamente decorrente da redução do caixa e equivalentes de caixa de R\$ 2.915 milhões (com as razões descritas no item 10.1.h a seguir), somado ao aumento das parcelas de empréstimos, financiamentos e debêntures de curto prazo de R\$ 1.870 milhões.

Outras variações que contribuíram para a redução do capital de giro:

- Aumento das contas a pagar de fornecedores de R\$ 569 milhões decorrente basicamente da energia elétrica adquirida (R\$ 380 milhões), encargos do uso da rede elétrica (R\$ 130 milhões), energia livre (R\$ 13 milhões), materiais e serviços (R\$ 105 milhões), compensado pela redução com encargos de serviço do sistema de distribuição/transmissão (R\$ 60 milhões);
- Aumento das obrigações com taxas regulamentares de R\$ 216 milhões; e
- Aumento de outras contas a pagar líquidas de R\$ 164 milhões.

Compensados parcialmente por:

- Aumento das contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias de R\$ 535 milhões;
- Aumento de derivativos ativo de R\$ 281 milhões; e
- Aumento do ativo financeiro setorial (líquido da redução do passivo financeiro setorial) de R\$ 768 milhões.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2017 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo):

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2017:	Pagamentos devidos por período (milhões R\$)				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	3.677	3.549	-	-	128
Empréstimos, debêntures e financiamentos - principal e encargos ¹	13.362	4.187	5.267	1.486	2.422
Uso do bem público ¹	258	20	42	47	149
Entidade de previdência privada ²	1.557	131	303	313	811
Taxas regulamentares	582	582	-	-	-
Outros	243	181	-	-	62
Total dos itens do Balanço Patrimonial ¹	19.679	8.650	5.612	1.846	3,572
Arrendamento e aluguéis	226	17	29	25	155
Contratos de compra de energia ³	112.551	13.152	22.999	21.729	54,671
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão ⁴	32.970	2.614	5.759	6.599	17.998
Prêmio de risco – repactuação do risco hidrológico ⁵	364	27	13	47	276
Projetos de construção de usina ⁶	108	97	11	-	-
Fornecedores -Suprimentos	1.591	102	238	245	1.006
Total de outros compromissos	147.810	16.009	29.049	28.646	74.106
Total das Obrigações Contratuais	167.489	24.659	34.661	30.492	77.678

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 item 10.2.b Preços para a Energia Elétrica Adquirida deste Formulário e a nota explicativa 36 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.
4. Despesas estimadas com encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão, até o fim do período de concessão.
5. Despesas estimadas por pagamentos de prêmio de risco de cobertura do risco hidrológico (GSF).
6. Os projetos de construção de usinas de energia incluem compromissos assumidos basicamente para disponibilizar fundos para a construção e aquisição de concessão relacionada a controladas do segmento de energia renovável.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinarciar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2017, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 5.293 milhões; e
- Pagamento de dividendos. Pagamos R\$ 221 milhões de dividendos em 2017. O pagamento exclui os dividendos pagos de nossas controladas para os acionistas não controladores.

A Companhia e suas controladas possuem capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. Uma das principais estratégias utilizadas para gerir os passivos de longo prazo é chamada de pre-funding, ou seja, a Companhia antecipa-se nas necessidades de caixa para o horizonte de 18 a 24 meses e prioriza a liquidez de caixa.

O índice de liquidez geral da Companhia foi de 0,661 em 2017, representando um suave aumento de 4,2% em relação ao índice de 2016.

▪ 2016

Em 31 de dezembro de 2016, nosso capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 2.361 milhões, uma redução de R\$ 623 milhões quando comparado com R\$ 2.984 milhões em 31 de dezembro de 2015.

As principais causas desta redução são:

- Redução do ativo e passivo financeiro setorial líquidos de R\$ 2.062 milhões, saindo de uma posição ativa de R\$ 1.464 milhões em 2015 para uma posição passiva de R\$ 598 milhões em 2016 (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas);
- Redução de derivativos ativo líquido de R\$ 469 milhões;

Compensados parcialmente por:

- Aumento do caixa e equivalentes de caixa no valor de R\$ 482 milhões conforme explicado no item 10.1.h abaixo;
- Aumento de contas a receber de R\$ 591 milhões relacionadas a consumidores, concessionárias e permissionárias;
- Redução das contas a pagar de fornecedores de R\$ 433 milhões decorrente basicamente da energia elétrica adquirida (R\$ 405 milhões),
- Redução encargos regulatórios de R\$ 486 milhões, principalmente com a Conta de desenvolvimento energético – CDE (R\$ 217 milhões) e bandeiras tarifárias (R\$ 268 milhões);
- Redução de empréstimos, debêntures e respectivos encargos de R\$ 294 milhões; e
- uma redução de R\$302 milhões em nosso saldo da conta Outros Ativos e Passivos Circulantes.

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinarciar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2016, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 3.423 milhões;
- Pagamento semestral de dividendos. Pagamos R\$ 205 milhões de dividendos em 2016. O pagamento exclui os dividendos pagos de nossas controladas para os acionistas não controladores.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

A Companhia e suas controladas possuem capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. Uma das principais estratégias utilizadas para gerir os passivos de longo prazo é chamada de *pre-funding*, ou seja, a Companhia antecipa-se nas necessidades de caixa para o horizonte de 18 a 24 meses e prioriza a liquidez de caixa. O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios do Grupo, por exemplo, o financiamento dos projetos *greenfield* na CPFL Renováveis e investimentos na recém-adquirida RGE Sul.

Depois de apresentar evolução nos últimos anos, o índice de Liquidez Geral da Companhia recuou em 2016. O índice foi de 0,635 em 2016, representando uma redução de 7,7% em relação ao índice de 2015.

▪ 2015

Em 31 de dezembro de 2015, nosso capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 2.984 milhões, um aumento de R\$ 1.186 milhões quando comparado com R\$ 1.798 milhões em 31 de dezembro de 2014.

As principais causas deste aumento são:

- aumento do caixa e equivalentes de caixa no valor de R\$ 1.325 milhões conforme explicado no item 10.1.h abaixo;
- aumento de contas a receber de R\$ 924 milhões relacionadas a consumidores, concessionárias e permissionárias decorrente basicamente do fornecimento de energia elétrica a consumidores cativos em função do aumento nas tarifas médias, decorrente dos reajustes tarifários anuais (RTA), dos efeitos da revisão tarifária extraordinária e dos faturamentos das bandeiras tarifárias a partir de 2015;
- aumento de R\$ 875 milhões, relacionados aos ativos financeiros setoriais líquidos (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras);
- aumento do reconhecimento de derivativos ativos de R\$ 604 milhões;

Compensados parcialmente por:

- transferência do ativo financeiro da concessão para o intangível de R\$ 537 milhões em função da prorrogação de concessões de distribuição (vide nota 11 de nossas demonstrações financeiras consolidadas);
- aumento de R\$ 787 milhões com fornecedores decorrente basicamente de suprimento de energia elétrica (R\$ 507 milhões) e de encargos do serviço do uso do sistema (R\$ 204 milhões);
- aumento de R\$ 808 milhões com taxas regulamentares, principalmente Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- aumento de R\$ 217 milhões com impostos, taxas e contribuições; e
- aumento de R\$ 203 milhões com dividendos a pagar.

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinarar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2015, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 3.640 milhões;
- Pagamento semestral de dividendos. Não houve pagamento de dividendos em 2015. Pagamos R\$ 987 milhões em 2014. O pagamento de 2014 exclui os dividendos pagos de nossas controladas para os acionistas não controladores.

A Companhia e suas controladas possuem capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. Uma das principais estratégias utilizadas para gerir os passivos de longo prazo é chamada de *pre-funding*, ou seja, a Companhia antecipa-se nas necessidades de caixa para o horizonte de 18 a

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

24 meses e prioriza a liquidez de caixa. O custo nominal da dívida aumentou em aproximadamente 2,4 ponto percentual para 12,6% (acompanhando o movimento de alta na taxa básica SELIC, que terminou 2015 em 14,25% a.a.). O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios do Grupo, por exemplo, o financiamento dos projetos *greenfield* na CPFL Renováveis.

Apesar do aumento da dívida financeira bruta, o índice de Liquidez Geral da companhia tem apresentado evolução nos últimos três anos. O índice foi de 0,687 em 2015, representando um aumento de 10,9% em relação ao índice de 2014.

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

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

Durante o ano de 2017, as controladas da CPFL Energia captaram recursos principalmente para financiar os investimentos do setor de geração e distribuição, bem como reforçar o capital de giro das empresas.

Foram contratados novos empréstimos junto ao BNDES, captações com instituições financeiras na modalidade de empréstimos em moeda estrangeira e emissões de debêntures.

Ao longo dos últimos anos, o grupo CPFL Energia tem adotado a estratégia de *pre-funding* de suas dívidas. Isso permite captar recursos para liquidar antecipadamente suas dívidas ou manter os recursos em caixa para melhorar sua liquidez.

Em 2018, o Grupo CPFL continuará adotando esta prática para os débitos com vencimento em 2019.

Utilizando esta estratégia, o grupo CPFL busca reduzir a exposição de fluxo de caixa assim como reduzir a exposição ao risco de taxas de juros, além de manter a liquidez e um bom perfil de endividamento por meio do alongamento do prazo médio da dívida e redução do seu custo.

Para informações mais detalhadas sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Companhia, vide alínea (f) deste item 10.1.

Endividamento

2017 em comparação a 2016

O endividamento total apresentou uma redução de R\$ 1.875 milhões, ou 8,5%, de 31 de dezembro de 2016 para 31 de dezembro de 2017 alcançando R\$ 20.169 milhões (não considerados os derivativos), com a amortização de principal de empréstimo e debêntures no montante de R\$ 5.273 milhões compensada pela captação de R\$ 3.398 milhões de empréstimos e debêntures.

As principais captações foram:

- Emissão de debêntures no total de R\$ 1.606 milhões, pelas controladas CPFL Paulista (R\$ 700 milhões), RGE (R\$ 380 milhões), CPFL Piratininga (R\$ 306 milhões) e RGE Sul (R\$ 220 milhões) para planos de investimentos, refinanciamento de dívidas e reforço de capital de giro.
- Emissão de debêntures pelas controlada da CPFL Renováveis no montante de R\$ 350 milhões para plano de investimentos da controlada;
- Emissão de debêntures pela controlada CERAN no montante de R\$ 530 milhões para transferência de recursos aos acionistas;
- Empréstimos do BNDES por meio do FINAME, no valor total de R\$ 167 milhões para cumprir o plano de investimento para nossas subsidiárias de geração renovável (R\$ 150 milhões), bem como para aquisição de máquinas e equipamentos para nossas subsidiárias de atividades de outros serviços (R\$ 11 milhões);

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Captação de recursos no valor de R\$ 180 milhões em moeda nacional pelas nossas subsidiárias CPFL Renováveis (R\$ 135 milhões) e CPFL Serviços (R\$ 45 milhões) para capital de giro.
- Captação, ainda, para capital de giro no valor de R\$ 569 milhões, em dívida expressa em dólares norte-americanos, pela nossa subsidiária de comercialização CPFL Brasil (R\$ 400 milhões) e nossa subsidiária de distribuição RGE (R\$ 169 milhões).

O endividamento líquido, incluindo derivativos (ativos e passivos), apresenta uma redução de R\$ 1.742 milhões, passando para cerca de R\$ 19.615 milhões.

2016 em comparação a 2015

O endividamento total apresentou um aumento de R\$ 311 milhões, ou 1,4%, de 31 de dezembro de 2015 para 31 de dezembro de 2016 alcançando R\$ 22.044 milhões (não considerados os derivativos), principalmente em decorrência de:

- Emissão de debêntures no total de R\$ 1.020 milhões, sendo R\$ 620 milhões pela CPFL Energia e R\$ 400 milhões pela sua controlada CPFL Brasil, para aquisição da participação acionária da RGE Sul.
- Emissão de debêntures pelas controladas da CPFL Renováveis no montante de R\$ 350 milhões e pela controlada CPFL Geração no montante de R\$ 50 milhões, para reforço de capital de giro e investimento em projetos de controladas;
- Empréstimos do BNDES por meio do FINAME e FINEM, no valor total de R\$ 402 milhões basicamente para cumprir o plano de investimento para nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 56 milhões), para cumprir o investimento para nossas subsidiárias de geração renovável (R\$ 332 milhões), bem como para cumprir o investimento para nossa subsidiárias de atividades de outros serviços (R\$ 13 milhões);
- Captação de recursos no valor de R\$ 2.000 milhões (dos quais R\$ 1.600 milhões em dívida expressa em dólares norte-americanos) pela Companhia e em nossas subsidiárias distribuidoras e geradoras, para reforçar o capital de giro e alongamento do perfil da dívida.
- Aumento do endividamento em R\$ 1.157 milhões decorrente da combinação de negócios pela aquisição da RGE Sul.

Os aumentos listados acima foram parcialmente compensados pela amortização do principal de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 4.017 milhões.

Quando analisamos o endividamento líquido, incluindo derivativos (ativos e passivos), o aumento do endividamento de R\$ 311 milhões passa para cerca de R\$ 1.869 milhões. Isso decorre principalmente da significativa redução na conta de derivativo ativo em função da estabilidade do real frente ao dólar no ano de 2016.

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

Em 2018 e 2019, esperamos continuar a nos beneficiar das oportunidades de financiamento oferecidas pelo mercado através da emissão de debêntures e dívida para capital de giro, tanto interna como externa, e as oferecidas pelo governo por meio de linhas de financiamento fornecidas pelo BNDES, para expandir e modernizar o sistema de energia das distribuidoras, para realizar novos investimentos no segmento de geração e para nos prepararmos para a possível consolidação no setor.

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

▪ 2017

Em 31 de dezembro de 2017, nosso endividamento total (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$ 20.169 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 4.858 milhões ou 24,1% estavam expressos em moeda estrangeira, substancialmente dólares norte-americanos. Foram contratadas

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 5.293 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

▪ 2016

Em 31 de dezembro de 2016, nosso endividamento total (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$ 22.044 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 5.502 milhões ou 25,0% estavam expressos em moeda estrangeira, substancialmente dólares norte-americanos. Foram contratadas operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 3.423 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

▪ 2015

Em 31 de dezembro de 2015, nosso endividamento total (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$ 21.733 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 6.940 milhões ou 31,9% estavam expressos em dólares norte-americanos. Foram contratadas operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 3.640 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Principais Contratos de Financiamentos em 2017 (incluindo encargos):

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos R\$ 4.549 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais que dizem respeito a empréstimos para nossas subsidiárias de geração CPFL Renováveis (R\$3.543 milhões); financiamento de programas de investimento de nossas distribuidoras (R\$ 944 milhões), principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, e empréstimos de nossas subsidiárias, CPFL Serviços, CPFL Eficiência Energética e CPFL Transmissão Piracicaba (R\$ 62 milhões).
- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2017, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 9.177 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela Companhia e suas controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, RGE Sul, CPFL Santa Cruz, CPFL Brasil, CPFL Geração, CPFL Renováveis e CERAN. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 17 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- *Capital de giro.* Em 31 de dezembro de 2017, existia um saldo de R\$ 859 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI para nossas subsidiárias CPFL Santa Cruz, CPFL Geração e CPFL Serviços.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos um saldo devedor de R\$ 757 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. Esses empréstimos referem-se principalmente à CPFL Renováveis (R\$ 682 milhões) e às nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 25 milhões). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no TJLP e têm juros a diversas taxas.
- *Dívidas denominadas em moeda estrangeira.* Em 31 de dezembro de 2017, possuíamos o equivalente a R\$ 4.858 milhões de outras dívidas denominadas em moeda estrangeira, substancialmente dólares norte-americanos. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

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

Principais Contratos de Financiamentos em 2016 (incluindo encargos):

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos R\$ 5.471 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais que dizem respeito a empréstimos para nossas subsidiárias de geração CPFL Renováveis e CERAN (R\$3.987 milhões); financiamento de programas de investimento de nossas distribuidoras (R\$ 1.387 milhões), principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, e empréstimos de nossas subsidiárias, CPFL Serviços, CPFL Brasil, CPFL Esco, CPFL Telecom, e CPFL Transmissão Piracicaba (R\$ 97 milhões).
- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2016, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 9.000 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela Companhia e suas controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, RGE Sul, CPFL Santa Cruz, CPFL Brasil, CPFL Geração e CPFL Renováveis. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 18 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- *Capital de giro.* Em 31 de dezembro de 2016, existia um saldo de R\$ 1.354 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI para nossas subsidiárias de distribuição, geração e serviços.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos um saldo devedor de R\$ 755 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. Esses empréstimos referem-se à CPFL Renováveis (R\$ 653 milhões) e às nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 102 milhões). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no TJLP e têm juros a diversas taxas.
- *Dívidas denominadas em moeda estrangeira.* Em 31 de dezembro de 2016, possuíamos o equivalente a R\$ 5.502 milhões de outras dívidas denominadas em moeda estrangeira, substancialmente dólares norte-americanos (USD 1.688 milhões). Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Principais Contratos de Financiamentos em 2015 (incluindo encargos):

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos R\$ 5.265 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais dizem respeito a empréstimos para nossas subsidiárias de geração CPFL Renováveis e CERAN (R\$ 3.577 milhões); financiamento de programas de investimento de nossas distribuidoras (R\$ 1.596 milhões), principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, e empréstimos de nossas subsidiárias, CPFL Serviços, CPFL Brasil, CPFL Esco, CPFL Telecom e CPFL Transmissão (R\$ 92 milhões).
- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2015, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 7.070 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Brasil, CPFL Geração e CPFL Renováveis. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 18 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- *Capital de giro.* Em 31 de dezembro de 2015, existia um saldo de R\$ 1.622 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI para nossas subsidiárias de distribuição, geração e serviços.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos um saldo devedor de R\$ 857 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. Esses empréstimos referem-se à CPFL Renováveis (R\$ 699 milhões) e às nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 158 milhões). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no TJLP e têm juros a diversas taxas.
- *Dívidas denominadas em Dólares norte-americanos.* Em 31 de dezembro de 2015, possuíamos financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 6.940

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

milhões. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

Na data da apresentação deste Formulário de Referência, não havia outras relações de longo prazo com instituições financeiras, além das descritas no item (i) acima.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não existe grau de subordinação entre as dívidas da Companhia, observado que determinadas dívidas foram contratadas com garantia real e, portanto, têm preferência sobre outras dívidas da Companhia em caso de falência até o limite da garantia real constituída.

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

Os financiamentos junto ao BNDES restringem as controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE e CPFL Telecom: (i) a somente realizarem o pagamento de dividendo e juros sobre capital próprio, cujo somatório exceda o dividendo mínimo obrigatório previsto em lei após o cumprimento de todas as obrigações contratuais; (ii) ao atendimento integral das obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (iii) à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente, como segue:

CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE

Manutenção, pelas controladas, dos seguintes índices:

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA - valor máximo de 3,5;
- Dívida líquida dividida pela soma da dívida líquida e o Patrimônio Líquido - valor máximo 0,90.

Para as dívidas com o BNDES relacionadas ao FINEM destas controladas, em 2017 foram aditivados os respectivos contratos com a inclusão de novos covenants financeiros, adicionais aos anteriormente citados, que devem ser apurados anualmente nas demonstrações financeiras consolidadas de suas controladoras:

- (i) Manutenção, pela CPFL Energia, dos seguintes índices:
 - Dívida líquida dividida pelo EBITDA - valor máximo de 3,75;
 - Patrimônio líquido / (patrimônio líquido + dívidas bancárias líquidas) superior a 0,28.
- (ii) Manutenção, pela State Grid Brazil Power (SGBP), dos seguintes índices:
 - Patrimônio líquido / Ativo Total superior a 0,30 (desconsiderando os efeitos do IFRIC 12 / OCPC 01 (R1)).

CPFL Renováveis (apurados na controlada indireta CPFL Renováveis e suas controladas, exceto quando mencionado em cada item específico):

FINEM I

- Manutenção de índice de cobertura do serviço da dívida "ICSD" (Saldo de caixa do ano anterior + geração de caixa do ano corrente) / Serviço da dívida do ano corrente em 1,2 vezes.
- Manutenção de Índice de Capitalização Própria maior ou igual a 25%.

Em 31 de dezembro de 2016 não foi atendido o ICSD referente ao segundo semestre de 2016 e o montante total das dívidas de R\$ 87.375 foi classificado no passivo circulante, sem declaração de vencimento antecipado. Após 31 de dezembro de 2016, as Companhias obtiveram do BNDES a

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

dispensa para apuração do ICSD referente ao segundo semestre de 2016, desta forma o saldo foi reclassificado para o passivo não circulante em janeiro de 2017. O descumprimento do referido covenant também não provocou o vencimento antecipado das demais dívidas que possuem condições específicas de cross default.

Em dezembro de 2017 a controlada obteve do BNDES a não declaração de vencimento antecipado na hipótese de não cumprimento do ICSD nas demonstrações financeiras consolidadas da PCH Holding.

FINEM II e FINEM XVIII

- Restrição à distribuição de dividendo caso não sejam atingidos ICSD maior ou igual a 1,0 e Índice de Endividamento Geral menor ou igual a 0,8.

FINEM III

- Manutenção de patrimônio líquido/(patrimônio líquido + dívidas bancárias líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de índice de dívida bancária líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.
- Manutenção do índice patrimônio líquido/ativo total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

FINEM V

- Manutenção de índice de cobertura da dívida em 1,2 vezes;
- Manutenção de índice de capitalização própria igual ou superior a 30%.

FINEM VI

- Manutenção de ICSD igual ou superior a 1,2 vezes;
- Manutenção de Índice de Capitalização Própria igual ou superior a 25%;
- Manutenção de patrimônio líquido/(patrimônio líquido + dívidas bancárias líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

FINEM VII, FINEM X e FINEM XXIII

- Manutenção anual de índice de cobertura da dívida em 1,2 vezes;
- Distribuição de dividendo limitada ao índice Exigível Total dividido pelo Patrimônio Líquido ex-Dividendo menor que 2,33.

FINEM IX, FINEM XIII e FINEM XXV

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,3;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

FINEM XXVI

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,3 nas controladas beneficiárias do contrato;
- Manutenção anual do ICSD maior ou igual a 1,3, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da controlada Turbina 16;

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Caso o ICSD seja apurado em valor igual ou maior a 1,3, as beneficiárias estarão dispensadas da obrigação de manutenção do ICSD das beneficiárias.
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

Em dezembro de 2017 a controlada obteve do BNDES a não declaração de vencimento antecipado na hipótese de não cumprimento do ICSD nas demonstrações financeiras consolidadas da Turbina 16.

FINEM XI, FINEM XXIV, FINEM XV e FINEM XVI

- Manutenção de índice de dívida bancária líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

FINEM XII

- Manutenção anual do ICSD das controladas indiretas Campo dos Ventos II Energias Renováveis S.A., SPE Macacos Energia S.A., SPE Costa Branca Energia S.A., SPE Juremas Energia S.A. e SPE Pedra Preta Energia S.A. maior ou igual a 1,3, após o início de amortização;
- Manutenção anual do ICSD consolidado maior ou igual a 1,3 apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da Eólica Holding S.A., após o início de amortização;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

FINEM XVII

- Manutenção anual do ICSD igual ou maior a 1,2;
- Manutenção anual do ICSD consolidado maior ou igual a 1,3, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da Desa Eólicas;
- Caso o ICSD consolidado seja apurado em valor igual ou maior a 1,3, as beneficiárias estarão dispensadas da obrigação de manutenção do ICSD.

FINEM XIX e FINEM XX

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,2;
- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 4,6 em 2016 e 3,75 de 2017 em diante e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;
- Manutenção de Índice de Patrimônio Líquido/ (Patrimônio Líquido + Dívidas Líquidas) maior ou igual a 0,41 nos anos de 2014 a 2016 e 0,45 em 2017 e em diante, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

Em dezembro de 2016 a controlada obteve do BNDES a anuência para dispensa do cumprimento do índice Dívida Líquida/EBITDA sem que fosse declarado o vencimento antecipado da dívida, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016.

Em dezembro de 2017 a controlada obteve do BNDES a não declaração de vencimento antecipado na hipótese de não cumprimento do ICSD nas demonstrações financeiras consolidadas da Bio Alvorada e a anuência para dispensa do cumprimento do índice Dívida Líquida/EBITDA e Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívida Líquida).

FINEM XXI e FINEM XXII

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,2;
- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 4,6 em 2016 e 3,75 de 2017 em diante e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;
- Manutenção de Índice de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Líquidas) maior ou igual a 0,41 nos anos de 2013 a 2016 e 0,45 em 2017 e em diante, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

Em dezembro de 2016 e 2017 a Companhia obteve do BNDES a anuência para dispensa do cumprimento do índice Dívida Líquida/EBITDA sem que seja declarado o vencimento antecipado da dívida, referente aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2017.

FINEM XXVII

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,2;
- Índice de Capitalização Própria (ICP), definido como a razão entre o Patrimônio Líquido e o Ativo Total, maior ou igual a 39,5%;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

Em dezembro de 2017 a controlada obteve do BNDES a não declaração de vencimento antecipado na hipótese de não cumprimento do ICSD nas demonstrações financeiras consolidadas da Mata Velha.

FINEM XXVIII

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,2;
- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 4,6 em 2016 e 3,75 em 2017 em diante e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;
- Manutenção de Índice de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Líquidas) maior ou igual a 0,41 nos anos de 2013 a 2016 e 0,45 em 2017 e em diante, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

Em dezembro de 2017 a Companhia obteve do BNDES a não declaração de vencimento antecipado na hipótese de não cumprimento do ICSD nas demonstrações financeiras consolidadas da Bio Coopcana e Bio Alvorada e a anuência para dispensa do cumprimento do índice Dívida Líquida/EBITDA e Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívida Líquida).

Bradesco

- Obrigação de manter a relação entre Dívida Líquida/EBITDA inferior a 3,50 apurado semestralmente baseado nas demonstrações financeiras semestrais, consolidando os resultados da T-15 Energia S.A. com o das SPEs, sendo que no caso da PCH Participações S.A. há consolidação proporcional à participação da T-15 na PCH Participações.

NIB

- Manutenção semestral de ICSD em 1,3;
- Manutenção do Coeficiente de Endividamento igual ou inferior a 70%;
- Manutenção de Índice de Cobertura da Duração do Financiamento maior ou igual a 1,7.

Captações em moeda estrangeira - Bank of America Merrill Lynch, J.P Morgan, Citibank, Scotiabank, Banco de Tokyo-Mitsubishi, Santander, Sumitomo, Mizuho, HSBC, BNP Paribas e operação sindicalizada (Lei 4.131)

As captações em moeda estrangeira realizadas através da Lei 4.131 estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da Companhia a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos, calculados semestralmente.

Os índices exigidos são os seguintes: (i) Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, máximo de 3,75 e (ii) EBITDA dividido pelo resultado financeiro mínimo de 2,25.

A definição de EBITDA, na Companhia, para fins de apuração de covenants, leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária direta ou indiretamente detida pela Companhia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

Diversos empréstimos e financiamentos das controladas diretas e indiretas estavam sujeitos à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da Companhia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas, Camargo Corrêa e Previ permanesse de forma direta ou indiretamente no bloco de controle da Companhia. Em função da mudança do controle acionário da Companhia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores do Grupo, a não decretação dos vencimentos antecipados dos referidos empréstimos e financiamentos, os quais passaram a incluir a State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China como exceção para não antecipação dos seus vencimentos.

Adicionalmente 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.

A Administração do Grupo monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração do Grupo, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas, exceto pelo mencionado anteriormente sobre a controlada indireta CPFL Renováveis, em 31 de dezembro de 2017.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Condições restritivas das debêntures

As debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas que contemplam cláusulas que requerem da Companhia e de suas controladas a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Adicionalmente, os referidos contratos de debêntures contêm cláusulas restritivas não financeiras, as quais estão atendidas conforme o último período de apuração.

CPFL Energia, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, RGE Sul, CPFL Geração, CPFL Brasil e Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz")

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,75;
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

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 detida pela Companhia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

CPFL Renováveis

As emissões de debêntures vigentes no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 contemplam cláusulas que requerem da controlada CPFL Renováveis a manutenção dos seguintes índices financeiros:

1ª emissão - CPFL Renováveis:

- ICSD operacional maior ou igual a 1,00;
- ICSD maior ou igual a 1,05;
- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA menor ou igual 5,4 em 2016, 4,6 em 2017, 4,0 em 2018 e 2019 e 3,75 a partir de 2020;
- EBITDA dividido pela despesa financeira líquida maior ou igual a 1,75

Em 31 dezembro de 2017 a controlada obteve anuência dos debenturistas para o não cumprimento dos seguintes indicadores:

- (i) ICSD Operacional referente a apuração de junho de 2017, por meio de Assembleia Geral de Debenturistas, realizada em 28 de junho de 2017;
- (ii) ICSD referente a apuração de dezembro de 2017, por meio de Assembleia Geral de Debenturistas, realizada em 28 de junho de 2017.

2ª e 3ª emissão - CPFL Renováveis

- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA menor ou igual a 5,6 em 2015, 5,4 em 2016, 4,6 em 2017, 4,0 em 2018 e 2019 e 3,75 a partir de 2020.

4ª emissão – CPFL Renováveis

- Manutenção de Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA inferior ou igual a 5,4 para 2016, 4,6 para 2017 e 4,0 a partir de 2018.

7ª Emissão – CPFL Renováveis

- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA verificado ao final de cada semestre inferior ou igual a 3,75, apurado pela Companhia;
- Manutenção de EBITDA/Resultado Financeiro verificado ao final de cada semestre superior ou igual a 2,25, apurado pela Companhia.

1ª emissão - controlada indireta PCH Holding 2

- ICSD da controlada Santa Luzia maior ou igual a 1,2 a partir de setembro de 2014;
- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA inferior ou igual a 5,4 em 2016, 4,6 em 2017, 4,0 em 2018 e 2019 e 3,75 a partir de 2020.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

2ª emissão – Dobrevê Energia S/A (DESA)

- Índice de Dívida Líquida dividido pelo Dividendo Recebido menor ou igual a 4,0 em 2016, 3,5 em 2017 e 3,5 em 2018.

CERAN

- Dívida Financeira Líquida / EBITDA menor ou igual a 3,0, apurado semestralmente.

Diversas debêntures das controladas diretas e indiretas e empreendimentos controlados em conjunto estavam sujeitas à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da Companhia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas, Camargo Corrêa e Previ permanecesse de forma direta ou indiretamente no bloco de controle da Companhia.

Em função da mudança do controle acionário da Companhia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores do Grupo e empreendimentos controlados em conjunto, a não decretação dos vencimentos antecipados das referidas debêntures, os quais passaram a incluir a State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China como exceção para não antecipação dos seus vencimentos.

O não cumprimento das restrições mencionadas acima pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (cross default), dependendo de cada contrato.

A Administração do Grupo monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração do Grupo, todas as condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2017.

g) limites dos financiamentos já contratados e percentuais já utilizados

Os percentuais utilizados dos nossos financiamentos já contratados, referentes aos últimos três exercícios sociais, estão apresentados nas tabelas abaixo:

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2017	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES / Investimento - FINEM XIX	Em 2012	CPFL Renováveis	34.543	97% ¹
BNDES / Investimento - FINEM XXI	Em 2012	CPFL Renováveis	47.000	91% ¹
BNDES / Investimento - FINAME I	Em 2012	CPFL Renováveis	4.691	80%
BNDES / Investimento - FINEM XVII	Em 2012	CPFL Renováveis	555.127	100%
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	391.245	91%
BNDES / Investimento - FINEP III	Em 2013	CPFL Renováveis	23.031	30%
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	383.748	99%
BNDES / Investimento - FINEP II	Em 2014	CPFL Renováveis	88.095	12%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Telecom	95.333	37%
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2015	CPFL Serviços	6.011	86% ¹
BNDES / Investimento - FINEM XXV	Em 2015	CPFL Renováveis	84.338	98%
BNDES / Investimento - FINEM XXVI	Em 2015	CPFL Renováveis	764.109	83%
BNDES / Investimento - FINEM XXVII	Em 2015	CPFL Renováveis	69.491	100%
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2016	CPFL Serviços	12.277	97% ¹
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2017	CPFL Jaguari	6.556	0%
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2017	CPFL Serviços	11.286	0%
BNDES / Investimento - FINEM XXVII	Em 2017	CPFL Renováveis	2.000	71%

¹ Saldo remanescente foi cancelado.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2016	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES / Investimento - FINEM XIX	Em 2012	CPFL Renováveis	34.543	97%
BNDES / Investimento - FINEM XXI	Em 2012	CPFL Renováveis	47.000	91%
BNDES / Investimento - FINAME I	Em 2012	CPFL Renováveis	4.691	80%
BNDES / Investimento - CCB Santander	Em 2013	CPFL Mococa	6.119	97% ¹
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	391.245	91%
BNDES / Investimento - FINEP III	Em 2013	CPFL Renováveis	23.031	30%
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	383.748	99%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Santa Cruz	25.360	91% ¹
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2014	CPFL Leste Paulista	13.045	66% ¹
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Sul Paulista	12.280	74% ¹
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2014	CPFL Jaguarí	10.398	73% ¹
BNDES / Investimento - FINEP II	Em 2014	CPFL Renováveis	88.095	12%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Telecom	95.333	37%
BNDES / Investimento - FINEM VII	Em 2014	CPFL Paulista	427.716	66% ¹
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2014	CPFL Piratininga	194.862	73% ¹
BNDES / Investimento - FINEM VII	Em 2014	RGE	266.790	73% ¹
BNDES / FINAME	Em 2015	CPFL Serviços	6.011	86%
BNDES / Investimento - FINEM XXV	Em 2015	CPFL Renováveis	84.338	98%
BNDES / Investimento - FINEM XXVI	Em 2015	CPFL Renováveis	764.109	64%
BNDES / Investimento - FINEM XXVII	Em 2015	CPFL Renováveis	69.103	98%
BNDES / FINAME	Em 2016	CPFL Serviços	12.277	97%
BNDES / FINAME	Em 2016	CPFL Esco	1.543	99%

¹ Saldo remanescente foi cancelado.



Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2015	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES / Investimento - FINEM XIX	Em 2012	CPFL Renováveis	34.543	97%
BNDES / Investimento - FINEM XXI	Em 2012	CPFL Renováveis	47.000	91%
BNDES / Investimento - FINAME I	Em 2012	CPFL Renováveis	4.691	80%
BNDES / Investimento - CCB Santander	Em 2013	CPFL Mococa	6.119	50%
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	391.245	91%
BNDES / Investimento - FINEP III	Em 2013	CPFL Renováveis	23.031	30%
BNDES / Investimento - FINEP I	Em 2013	CPFL Renováveis	20.728	33% ¹
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	383.748	99%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Santa Cruz	25.360	91%
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2014	CPFL Leste Paulista	13.045	66%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Sul Paulista	12.280	74%
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2014	CPFL Jaguarí	10.398	52%
BNDES / Investimento - FINEP III	Em 2014	CPFL Renováveis	88.095	12%
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2014	CPFL Transmissão Piracicaba	23.824	87% ¹
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Telecom	95.333	37%
BNDES / Investimento - FINEM VII	Em 2014	CPFL Paulista	427.716	59%
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2014	CPFL Piratininga	194.862	69%
BNDES / Investimento - FINEM VII	Em 2014	RGE	266.790	65%
BNDES / FINAME	Em 2015	CPFL Serviços	6.011	86%
BNDES / Investimento - FINEM XXV	Em 2015	CPFL Renováveis	84.338	90%
BNDES / Investimento - FINEM XXVI	Em 2015	CPFL Renováveis	764.109	35%

¹ Saldo remanescente foi cancelado.

h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Nossa administração apresenta os balanços patrimoniais e as demonstrações de resultado consolidados referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes.

Os Diretores da Companhia entendem que ocorreram alterações diversas nas demonstrações financeiras da Companhia relativas aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2017, 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015, dentre as quais a Companhia destaca as seguintes como sendo as mais significativas.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Comentários sobre as variações mais relevantes do Ativo:

ATIVO	Balanco Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)									
	31/12/2017	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2016	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2015	AV%
Circulante										
Caixa e equivalentes de caixa	3.250	-47,3%	(2.915)	7,9%	6.165	8,5%	482	14,6%	5.683	14,0%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	4.301	14,2%	535	10,4%	3.766	18,6%	591	8,9%	3.175	7,8%
Dividendo e juros sobre o capital próprio	56	-23,4%	(17)	0,1%	73	-19,8%	(18)	0,2%	91	0,2%
Imposto de renda e contribuição social a compensar	89	-34,2%	(46)	0,2%	135	-36,5%	(78)	0,3%	213	0,5%
Outros tributos a compensar	306	17,8%	46	0,7%	260	-1,0%	(3)	0,6%	263	0,6%
Derivativos	444	172,0%	281	1,1%	163	-74,0%	(464)	0,4%	627	1,5%
Ativo financeiro setorial	211	100,0%	211	0,5%	-	-100,0%	(1.464)	0,0%	1.464	3,6%
Ativo financeiro da concessão	24	121,8%	13	0,1%	11	11,1%	1	0,0%	10	0,0%
Outros créditos	900	13,0%	104	2,2%	797	-17,0%	(163)	1,9%	960	2,4%
Total do circulante	9.581	-15,8%	(1.789)	23,2%	11.379	-9,0%	(1.115)	27,0%	12.509	30,9%
Não circulante										
Consumidores, concessionárias e permissionárias	237	16,4%	33	0,6%	203	57,6%	74	0,5%	129	0,3%
Mútuo entre coligadas, controladas e controladora	9	-81,9%	(39)	0,0%	48	-43,5%	(37)	0,1%	84	0,2%
Depósitos judiciais	840	52,7%	290	2,0%	550	-55,2%	(677)	1,3%	1.228	3,0%
Imposto de renda e contribuição social a compensar	61	-6,4%	(4)	0,1%	66	-19,0%	(15)	0,2%	81	0,2%
Outros tributos a compensar	172	29,6%	39	0,4%	133	54,4%	47	0,3%	86	0,2%
Ativo financeiro setorial	355	100,0%	355	0,9%	-	-100,0%	(490)	0,0%	490	1,2%
Derivativos	204	-68,2%	(437)	0,5%	641	-61,2%	(1.010)	1,5%	1.651	4,1%
Créditos fiscais diferidos	943	2,2%	20	2,3%	923	175,6%	588	2,2%	335	0,8%
Ativo financeiro da concessão	6.546	22,0%	1.183	15,9%	5.363	49,1%	1.766	12,7%	3.597	8,9%
Investimentos ao custo	117	0,0%	-	0,3%	117	0,0%	-	0,3%	117	0,3%
Outros créditos	840	9,6%	74	2,0%	766	28,9%	172	1,8%	595	1,5%
Investimentos	1.002	-33,0%	(492)	2,4%	1.494	19,7%	246	3,5%	1.248	3,1%
Imobilizado	9.787	0,8%	74	23,7%	9.713	5,9%	540	23,0%	9.173	22,6%
Intangível	10.590	-1,7%	(186)	25,7%	10.776	17,0%	1.565	25,6%	9.210	22,7%
Total do não circulante	31.702	3,0%	910	76,8%	30.792	9,9%	2.768	73,0%	28.024	69,1%
Total do Ativo	41.283	-2,1%	(879)	100,0%	42.171	4,0%	1.653	100,0%	40.532	100,0%

Caixa e equivalentes de caixa:

O saldo de R\$ 3.250 milhões em 2017, que representa 7,9% do total do ativo, apresentou uma redução de 47,3% (R\$ 2.915 milhões), comparado a 2016, decorrente:

- (i) do consumo de caixa de R\$ 2.509 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível e imobilizado (R\$ 2.570 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição e geração de energia renovável;
- (ii) do consumo de caixa de R\$ 2.440 milhões oriunda das atividades de financiamentos, decorrente:
 - a) da amortização de empréstimos e debêntures líquidas das captações e liquidação de operações com derivativos (R\$ 1.977 milhões); b) dos dividendos pagos (R\$337 milhões); c) da redução de capital por acionistas não controladores em nossa controlada CERAN (R\$123 milhões); e
- (iii) compensada pela geração de caixa de R\$ 2.034 milhões oriunda das atividades operacionais, decorrente basicamente:
 - a. do lucro líquido ajustado (R\$ 5.507 milhões);
 - b. de dividendos recebidos de controladas em conjunto (R\$ 730 milhões);
 - c. do aumento de fornecedores (R\$566 milhões), basicamente pelo aumento de encargos e suprimento de energia elétrica (R\$ 450 milhões), de materiais e serviços (R\$ 105 milhões) e de energia livre (R\$ 13 milhões);
 - d. do aumento com taxas regulamentares (R\$ 216 milhões) basicamente decorrente de bandeiras tarifárias;
 - e. compensado pelos pagamentos de:
 - encargos de dívidas e debêntures (R\$ 1.846 milhões);
 - imposto de renda e contribuição social (R\$ 338 milhões); e
 - processos fiscais, cíveis e trabalhistas (R\$ 207 milhões); e pelas reduções
 - do ativo e passivo financeiro setorial (R\$ 1.515 milhões);
 - de depósitos judiciais (R\$ 248 milhões);

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- tributos e contribuições sociais (R\$ 261 milhões) e aumento de outros ativos e passivos operacionais líquidos (R\$ 153 milhões).

O saldo de R\$ 6.165 milhões em 2016, que representa 14,6% do total do ativo, apresentou um aumento de 8,5% (R\$ 482 milhões), comparado a 2015, decorrente:

- da geração de caixa de R\$ 4.634 milhões oriunda das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 5.016 milhões); das reduções i) do ativo financeiros setorial líquido (R\$ 2.782 milhões); ii) dos depósitos judiciais (R\$ 756 milhões); iii) do contas a receber – Eletrobrás (R\$ 186 milhões) e iv) dos tributos a compensar (R\$ 128 milhões); parcialmente compensados pelo aumento do contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias (R\$ 206 milhões); e pelas reduções i) dos contas a pagar com fornecedores (R\$ 783 milhões) e taxas regulamentares (R\$ 515 milhões); ii) dos processos fiscais, cíveis e trabalhistas (R\$ 217 milhões); pelo pagamento i) de encargos de dívidas e de debêntures (R\$ 1.571 milhões) e ii) imposto de renda e contribuição social (R\$ 876 milhões) e pela redução de outros contas a receber e ou a pagar (R\$ 361 milhões);
- do consumo de caixa de R\$ 3.815 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível e imobilizado (R\$ 2.238 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição e geração de energia renovável; e aquisição da RGE Sul através da controlada integral CPFL Jaguariúna (R\$ 1.497 milhões líquido do caixa adquirido).
- do consumo de caixa de R\$ 337 milhões oriunda das atividades de financiamentos, decorrente basicamente i) dos dividendos pagos (R\$ 232 milhões); ii) da amortização de empréstimos e debêntures líquidas das captações (R\$ 242 milhões); e iii) do pagamento de passivo de aquisições de negócios (R\$ 21 milhões); compensado pelo caixa gerado na liquidação de operações com derivativos (R\$ 158 milhões).

O saldo de R\$ 5.683 milhões em 2015, que representa 14,0% do total do ativo, apresentou um aumento de 30,4% (R\$ 1.325 milhões), comparado a 2014, decorrente:

- da geração de caixa de R\$ 2.558 milhões oriundas das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 4.551 milhões), do recebimento do aporte CDE/CCEE (R\$ 181 milhões); do aumento dos contas pagar com fornecedores (R\$ 787 milhões) e taxas regulamentares (R\$ 808 milhões); aumento de impostos, tributos e contribuições sociais (R\$ 137 milhões); compensado parcialmente pela redução dos contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias (R\$1.055 milhões), de ativos e passivos setoriais (R\$ 882 milhões); pelo pagamento de encargos de dívidas e de debêntures (R\$ 1.596 milhões) e processos fiscais, cíveis e trabalhistas R\$ 248 milhões e pela redução de outros contas a receber e ou a pagar (R\$ 126 milhões);
- do consumo de caixa de R\$ 1.525 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível e imobilizado (R\$ 1.428 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição e geração de energia renovável; e
- da geração de caixa de R\$ 292 milhões oriundas das atividades de financiamentos, decorrente basicamente das captações de empréstimos e debêntures líquidas das amortizações (R\$ 359 milhões).

Consumidores, concessionárias e permissionárias:

O saldo de R\$ 4.538 milhões em 2017 no circulante e não circulante, que representa 11,0% do total do ativo, apresentou um aumento de 14,3% (R\$ 569 milhões), comparado a 2016, decorrente basicamente da venda de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (R\$ 123 milhões) e do aumento de venda de energia elétrica a outras empresas concessionárias e permissionárias (R\$ 176 milhões), pela subsidiária de comercialização CPFL Brasil e aumento geral de tarifas.

O saldo de R\$ 3.969 milhões em 2016 no circulante e não circulante, que representa 9,4% do total do ativo, apresentou um aumento de 20,1% (R\$ 665 milhões), comparado a 2015, devido basicamente da adição do saldo de R\$ 767 milhões, em 2016, pela aquisição e consolidação da RGE Sul em 2016.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

O saldo de R\$ 3.304 milhões em 2015, que representa 8,2% do total do ativo, apresentou um aumento de 39,1% (R\$ 929 milhões), comparado a 2014, devido basicamente ao aumento nas tarifas médias, decorrente dos reajustes tarifários anuais (RTA), dos efeitos da revisão tarifária extraordinária e do faturamentos das bandeiras tarifárias a partir de 2015 em nossas distribuidoras.

Créditos e débitos fiscais diferidos:

O saldo dos débitos fiscais líquidos (passivo líquido) de R\$ 306 milhões em 2017, apresentou uma redução de R\$ 95 milhões, comparado ao saldo dos débitos fiscais líquidos de R\$ 401 milhões de 2016, em função basicamente da redução de diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis de imposto de renda e contribuição social (R\$ 105 milhões).

O saldo dos débitos fiscais líquidos (passivo líquido) de R\$ 401 milhões em 2016, apresentou uma redução de R\$696 milhões, comparado ao saldo dos débitos fiscais líquidos de R\$ 1.098 milhões de 2015, em função da redução dos débitos fiscais líquidos decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis de imposto de renda de R\$ 596 milhões e contribuição social de R\$ 214 milhões, e de PIS e Cofins de R\$ 9 milhões, compensado pela redução dos créditos fiscais decorrentes i) do benefício fiscal do ágio incorporado de R\$ 35 milhões e do prejuízo fiscal de imposto de renda de R\$ 59 milhões e bases negativas de contribuição social de R\$ 29 milhões.

O saldo dos débitos fiscais líquidos de R\$ 1.098 milhões em 2015, apresentou um aumento R\$ 635 milhões, comparado ao saldo dos créditos fiscais líquidos de R\$ 463 milhões de 2014, em função (i) do aumento dos débitos fiscais líquidos decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis de imposto de renda de R\$ 695 milhões e contribuição social de R\$ 251 milhões, principalmente pelo reconhecimento de derivativo (R\$ 610 milhões e R\$ 220 milhões respectivamente) e de PIS e Cofins de R\$ 21 milhões; (ii) pela redução do crédito fiscal decorrente do benefício fiscal do ágio incorporado de R\$ 58 milhões, (iii) compensado pelo aumento dos créditos fiscais de prejuízo fiscal de imposto de renda de R\$ 292 milhões e bases negativas de contribuição social de R\$ 105 milhões.

Ativo e passivo financeiro setorial:

O saldo positivo do ativo e passivo financeiro setorial de R\$ 517 milhões em 2017, apresentou um aumento de R\$ 1.432 milhões, em comparação ao saldo negativo do ativo e passivo financeiro setorial de R\$ 915 milhões registrados em 2016, decorrente:

- dos itens da CVA (conta de compensação da variação dos valores de itens da parcela "A") no montante de R\$ 2.065 milhões, principalmente com o aumento do custo de energia elétrica (R\$ 2.354 milhões) e repasse de Itaipu (R\$ 495 milhões) e com a redução dos encargos do serviço do sistema (ESS) e encargo de energia de reserva (EER) (R\$ 610 milhões);
- de outros componentes financeiros (R\$ 171 milhões); e
- compensado pela redução da neutralidade dos encargos setoriais (R\$ 162 milhões) e sobrecontratação (R\$ 642 milhões).

O saldo negativo do ativo e passivo financeiro setorial de R\$ 915 milhões em 2016, apresentou uma redução de R\$ 2.869 milhões, em comparação ao saldo positivo do ativos financeiro setorial de R\$ 1.954 milhões registrados em 2015, decorrente: i) dos itens da CVA (conta de compensação da variação dos valores de itens da parcela "A") no montante de R\$ 1.759 milhões, principalmente com a) custo de energia elétrica (R\$ 752 milhões), b) encargo do serviço do sistema ("ESS") e encargo de energia de reserva ("EER") (R\$ 257 milhões) e c) repasse de Itaipu (R\$ 731 milhões); ii) sobrecontratação no montante de R\$ 11 milhões; compensado iii) pela neutralidade dos encargos setoriais no montante de R\$ 116 milhões bem como de outros componentes financeiros no montante de R\$ 286 milhões (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras).

O saldo do ativos e passivo financeiro setorial líquidos de R\$ 1.954 milhões em 2015, apresentou um aumento de R\$ 1.043 milhões, em comparação aos R\$ 911 milhões registrados em 2014, decorrente principalmente dos custos a com a energia elétrica comprada de Itaipú, no montante de R\$ 1.420 milhões, a serem repassados para os consumidores nos próximos reajustes tarifários (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Ativo Financeiro da Concessão:

O saldo de R\$ 6.569 milhões em 2017 no circulante e não circulante, que representam 15,9% do total do ativo, apresentou aumento de 22,2% quando comparado com 2016 (R\$ 1.196 milhões) devido basicamente i) dos investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica (R\$ 1.019 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico; ii) do ajuste de expectativa de fluxo de caixa das distribuidoras (R\$ 212 milhões); iii) da atualização - ativo mensurado ao custo amortizado nos casos das subsidiárias de transmissão (R\$ 28 milhões); compensado iv) pelas baixas decorrentes da infraestrutura das distribuidoras (R\$ 35 milhões); v) recebimentos (RAP) da transmissora (R\$ 16 milhões), e vi) pelo ajuste da finalização da combinação de negócios pela aquisição da RGE Sul (R\$ 12 milhões).

O saldo de R\$ 5.374 milhões em 2016 no circulante e não circulante, que representam 12,7% do total do ativo, apresentou aumento de 49,0% (R\$ 1.767 milhões) devido basicamente i) dos investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica (R\$ 706 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico; ii) do ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 203 milhões); iii) da atualização - ativo mensurado ao custo amortizado nos casos das subsidiárias de transmissão (R\$ 16 milhões); e iv) da adição pela combinação de negócios pela aquisição da RGE Sul (R\$ 876 milhões); compensado v) pelas baixas decorrentes da infraestrutura das distribuidoras (R\$ 25 milhões) e vi) recebimentos (RAP) da transmissora (R\$ 10 milhões).

O saldo de R\$ 3.607 milhões em 2015, que representam 8,9% do total do ativo, apresentou aumento de 6,9% (R\$ 232 milhões) devido basicamente aos investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica (R\$ 368 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, bem como pelo ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 415 milhões) compensado parcialmente pela baixa por transferência para o ativo intangível do montante de R\$ 537 milhões em função de prorrogação de concessões de distribuição de energia elétrica.

Imobilizado:

O saldo de R\$ 9.787 milhões em 2017, que representa 23,7% do ativo total, apresentou um pequeno aumento de 0,8% (R\$ 74 milhões) comparado a R\$ 9.713 milhões de 2016, em que o destaque são os investimentos de R\$ 757 milhões, na sua maior parte em projetos da CPFL Renováveis, compensados pelo efeito da depreciação dos ativos de R\$ 598 milhões.

O saldo de R\$ 9.713 milhões em 2016, que representa 23,0% do ativo total, apresentou um pequeno aumento de 5,9% (R\$ 540 milhões) comparado a 2015 decorrente principalmente i) de investimentos no montante de R\$ 1.085 milhões, na sua maior parte em projetos da CPFL Renováveis, ii) da adição pela combinação de negócios pela aquisição da RGE Sul (R\$ 30 milhões); compensado iii) pela depreciação do exercício de R\$ 525 milhões; iv) pelas baixas de R\$ 30 milhões; v) pela reclassificação e transferências para outros ativos no montante de R\$ 15 milhões, bem como vi) pelo reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável no montante de R\$ 5 milhões (para mais detalhes, vide nota 14 de nossas demonstrações financeiras consolidadas).

O saldo de R\$ 9.173 milhões em 2015, que representa 22,6% do ativo total, apresentou um pequeno aumento de 0,3% (R\$ 24 milhões) comparado a 2014 decorrente principalmente de investimentos no montante de R\$ 584 milhões, na sua maior parte em projetos em construção da CPFL Renováveis, compensado pela depreciação do exercício de R\$ 504 milhões e baixas de R\$ 28 milhões, bem como pelo reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável no montante de R\$ 33 milhões (para mais detalhes, vide nota 14.1 de nossas demonstrações financeiras consolidadas).

Intangível:

O saldo de R\$ 10.590 milhões em 2017, que representa 25,7% do total do ativo, apresentou uma pequena redução de 1,7% (R\$ 186 milhões), comparado a 2016, em função do reconhecimento da amortização do exercício de R\$ 936 milhões e da transferência para o ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 972 milhões decorrente de adições no período parcialmente compensados com os

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 1.908 milhões.

O saldo de R\$ 10.776 milhões em 2016, que representa 25,6% do total do ativo, apresentou um aumento de 17,0% (R\$ 1.565 milhões), comparado a 2015, decorrente principalmente: (i) dos investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 1.224 milhões; ii) da adição pela combinação de negócios pela aquisição da RGE Sul (R\$ 1.870 milhões); compensada (iii) pela amortização do exercício de R\$ 768 milhões; (iv) pela transferência para o ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 655 milhões decorrente de adições no período, (v) pela baixa e transferências para outros ativos no montante de R\$ 63 milhões, e (vi) pelo reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável no montante de R\$ 43 milhões (para mais detalhes, vide nota 15.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas).

O saldo de R\$ 9.210 milhões em 2015, que representa 22,7% do total do ativo, apresentou um aumento de 3,1% (R\$ 280 milhões), comparado a 2014, decorrente principalmente: (i) pelos investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 889 milhões; (ii) pela constituição do intangível decorrente de renovações de concessões de distribuição de energia elétrica, por transferência do contas a receber do ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 537 milhões; compensada (iii) pela amortização do exercício de R\$ 777 milhões; (iv) pela transferência para o ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 330 milhões decorrente de adições no período, (v) pela baixa e transferências para outros ativos no montante de R\$ 35 milhões, e (vi) pelo reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável no montante de R\$ 6 milhões (para mais detalhes, vide nota 15.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Comentários sobre as variações mais relevantes do Passivo:

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Balanco Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)									
	31/12/2017	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2016	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2015	AV%
Circulante										
Fornecedores	3.297	20,8%	569	8,0%	2.728	-13,7%	(433)	6,5%	3.161	7,8%
Empréstimos e financiamentos	3.590	91,4%	1.714	8,7%	1.876	-36,4%	(1.074)	4,4%	2.950	7,3%
Debêntures	1.703	10,1%	156	4,1%	1.547	124,1%	857	3,7%	690	1,7%
Entidade de previdência privada	61	83,1%	28	0,1%	33	4040,2%	32	0,1%	1	0,0%
Taxas regulamentares	582	58,9%	216	1,4%	366	-57,0%	(486)	0,9%	852	2,1%
Imposto de renda e contribuição social a recolher	81	42,3%	24	0,2%	57	33,1%	14	0,1%	43	0,1%
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	629	0,7%	5	1,5%	624	2,3%	14	1,5%	610	1,5%
Dividendo e juros sobre capital próprio	298	27,9%	65	0,7%	233	5,0%	11	0,6%	222	0,5%
Obrigações estimadas com pessoal	116	-11,9%	(16)	0,3%	132	64,8%	52	0,3%	80	0,2%
Derivativos	10	68,9%	4	0,0%	6	517,5%	5	0,0%	1	0,0%
Passivo financeiro setorial	40	-93,3%	(557)	0,1%	598	100,0%	598	1,4%	-	0,0%
Uso do bem público	11	1,0%	-	0,0%	11	14,8%	1	0,0%	9	0,0%
Outras contas a pagar	961	19,0%	154	2,3%	808	-10,8%	(97)	1,9%	905	2,2%
Total do circulante	11.379	26,2%	2.360	27,6%	9.018	-5,3%	(506)	21,4%	9.525	23,5%
Não circulante										
Fornecedores	128	-	(1)	0,3%	130	20418,6%	129	0,3%	1	0,0%
Empréstimos e financiamentos	7.402	-33,7%	(3.766)	17,9%	11.168	-4,6%	(544)	26,5%	11.713	28,9%
Debêntures	7.473	0,3%	21	18,1%	7.453	16,8%	1.073	17,7%	6.380	15,7%
Entidade de previdência privada	880	-13,6%	(139)	2,1%	1.019	114,9%	545	2,4%	474	1,2%
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	19	-29,7%	(8)	0,0%	27	100,0%	27	0,1%	-	0,0%
Débitos fiscais diferidos	1.250	-5,6%	(75)	3,0%	1.324	-7,6%	(108)	3,1%	1.433	3,5%
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	961	15,3%	128	2,3%	833	46,3%	264	2,0%	570	1,4%
Derivativos	85	-24,6%	(28)	0,2%	112	237,9%	79	0,3%	33	0,1%
Passivo financeiro setorial	8	-97,4%	(309)	0,0%	317	100,0%	317	0,8%	-	0,0%
Uso do bem público	84	-3,3%	(3)	0,2%	87	4,2%	3	0,2%	83	0,2%
Outras contas a pagar	427	38,0%	118	1,0%	309	61,8%	118	0,7%	191	0,5%
Total do não circulante	18.718	-17,8%	(4.062)	45,3%	22.780	9,1%	1.902	54,0%	20.877	51,5%
Patrimônio líquido										
Capital social	5.741	0,0%	-	13,9%	5.741	7,3%	393	13,6%	5.348	13,2%
Reservas de capital	468	0,0%	-	1,1%	468	0,0%	(0)	1,1%	468	1,2%
Reserva legal	798	8,0%	59	1,9%	739	6,5%	45	1,8%	694	1,7%
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	827	17,6%	124	2,0%	703	20,1%	117	1,7%	585	1,4%
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	1.292	136,9%	747	3,1%	546	38,8%	153	1,3%	393	1,0%
Dividendo	-	-100,0%	(8)	0,0%	8	100,0%	8	0,0%	-	0,0%
Resultado abrangente acumulado	(165)	29,9%	70	-0,4%	(235)	-226,6%	(420)	-0,6%	185	0,5%
	8.962	12,4%	992	21,7%	7.970	3,9%	296	18,9%	7.674	18,9%
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.225	-7,4%	(178)	5,4%	2.403	-2,2%	(53)	5,7%	2.456	6,1%
Total do patrimônio líquido	11.186	7,8%	814	27,1%	10.373	2,4%	243	24,6%	10.130	25,0%
Total do passivo e do patrimônio líquido	41.283	-2,1%	(888)	100,0%	42.171	4,0%	1.639	100,0%	40.532	100,0%

Fornecedores:

O saldo de R\$ 3.425 milhões em 2017 no circulante e não circulante, que representa 8,3% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 19,9% (R\$ 567 milhões) comparado a 2016, decorrente basicamente pelo aumento de encargos do uso do sistema elétrico e suprimento de energia elétrica (R\$ 451 milhões), de materiais e serviços (R\$ 105 milhões) e de energia livre (R\$ 13 milhões).

O saldo de R\$ 2.858 milhões em 2016 no circulante e não circulante, que representa 6,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 9,6% (R\$ 304 milhões) comparado a 2015, decorrente da (i) redução no suprimento de energia elétrica de R\$ 405 milhões; (ii) redução de encargos do serviço do sistema de R\$ 144 milhões; compensado (iii) pelo aumento com fornecedores de materiais e serviços no montante de R\$ 214 milhões, (iv) pelo aumento dos encargos do uso da rede elétrica de R\$ 15 milhões e (v) pelo aumento com energia livre de R\$ 16 milhões. Essas variações ocorreram basicamente em função da renegociação para pagamento de faturas de 2015 para 2016, entre empresas controladas em conjunto, bem como pela consolidação da RGE Sul em 2016.

O saldo de R\$ 3.162 milhões em 2015, que representa 7,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 33,2% (R\$ 787 milhões) comparado a 2014, decorrente basicamente do (i) aumento no suprimento de energia elétrica de R\$ 507 milhões, sendo R\$476 milhões relacionada a energia adquirida de Itaipu e atualização monetária de energia livre de R\$ 14 milhões; (ii) aumento de encargos do serviço do sistema de R\$ 204 milhões; (iii) aumento com fornecedores de materiais e

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

serviços no montante de R\$ 81 milhões, parcialmente compensados e (iv) pela redução dos encargos do uso da rede elétrica de R\$ 19 milhões.

Empréstimos, financiamentos e debêntures:

O saldo de R\$ 20.169 milhões em 2017, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 48,9% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 8,51% (R\$ 1.875 milhões) comparado a R\$ 22.044 milhões em 2016, decorrente basicamente da amortização de principal de empréstimos e debêntures de R\$ 5.273 milhões e pagamento de encargos no montante de R\$ 1.846 milhões, compensado pela captação de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 3.398 milhões e pelo reconhecimento dos encargos e atualizações monetárias de R\$ 1.936 milhões.

O saldo de R\$ 22.044 milhões em 2016, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 52,3% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 1,4% (R\$ 311 milhões) comparado a 2015, decorrente basicamente (i) da captação de novos recursos no montante de R\$ 3.774 milhões, em função do plano estratégico de expansão dos negócios de geração e distribuição de energia elétrica; (ii) da combinação de negócios com a aquisição da RGE Sul no montante de R\$ 1.156 milhões; compensado (iii) pelas amortizações de principal de R\$ 4.017 milhões e iv) pelos pagamentos de encargos, líquido das atualizações monetárias incorridos de R\$ 602 milhões.

O saldo de R\$ 21.733 milhões em 2015, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 53,6% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 13,5% (R\$ 2.583 milhões) comparado a 2014, decorrente basicamente da captação de novos recursos no montante de R\$ 4.532 milhões, em função do plano estratégico de expansão dos negócios de geração e distribuição de energia elétrica; pelos encargos, líquido dos pagamentos, e atualizações monetárias incorridos de R\$ 494 milhões; compensados parcialmente pelas amortizações de R\$ 4.038 milhões.

As principais captações de 2017, 2016 e 2015 estão divulgadas nas Demonstrações Financeiras.

Reserva de Capital:

O saldo de R\$ 468 milhões em 2017, que representa 1,1% do total do passivo e patrimônio líquido, foi constituído em decorrência: (i) da combinação de negócios da DESA pela controlada CPFL Renováveis, em 2014, de R\$ 180 milhões; (ii) do efeito da oferta pública de ações da controlada CPFL Renováveis, em 2013, de R\$ 60 milhões e (iii) da combinação de negócios da CPFL Renováveis em 2011 de R\$ 228 milhões.

Reserva Legal:

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

Reserva estatutária – ativo financeiro da concessão:

Refere-se ao efeito do registro, pelas controladas de distribuição, do ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão no resultado do exercício e, por se tratar de resultado cuja realização financeira se dará apenas no momento da indenização (ao final da concessão), estes montantes são retidos, amparada no artigo 194 da Lei no 6.404/76, até a realização financeira destes montantes. O saldo final em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 827 milhões.

Reserva estatutária – reforço de capital de giro:

Para este exercício, considerando o atual cenário macro com uma incipiente retomada econômica e, também considerando as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 747 milhões à reserva estatutária - reforço de capital de giro. O saldo da reserva estatutária – reforço de capital de giro em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 1.292 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração de Resultado:

	2017	AH%	AH-R\$	AV%	2016	AH%	AH-R\$	AV%	2015	AV%
Receita operacional	40,053	30.1%	9,269	149.8%	30,785	-10.3%	(3,517)	161.1%	34,302	166.5%
Fornecimento de energia elétrica	16,423	9.5%	1,430	61.4%	14,993	-3.3%	(516)	78.4%	15,509	75.3%
Suprimento de energia elétrica	6,090	74.2%	2,594	22.8%	3,496	-1.2%	(41)	18.3%	3,537	17.2%
Receita de construção de infraestrutura	2,073	53.1%	719	7.8%	1,354	29.4%	307	7.1%	1,047	5.1%
Outras receitas operacionais	15,467	42.6%	(3,268)	57.8%	10,843	-23.7%	(3,268)	56.7%	14,209	69.0%
Deduções da receita operacional	(13,309)	-14.0%	(1,636)	-49.8%	(11,672)	14.8%	2,031	-61.1%	(13,703)	-66.5%
Receita operacional líquida	26,745	39.9%	7,631	100.0%	19,113	-7.2%	(1,487)	100.0%	20,599	100.0%
Custo com energia elétrica	(16,902)	-50.9%	(5,701)	-63.2%	(11,200)	15.9%	2,112	-58.6%	(13,312)	-64.6%
Energia comprada para revenda	(15,617)	-58.6%	(5,768)	-58.4%	(9,849)	16.9%	1,998	-51.5%	(11,847)	-57.5%
Encargo de uso do sist transm distrib	(1,284)	5.0%	67	-4.8%	(1,351)	7.8%	114	-7.1%	(1,465)	-7.1%
Despesa operacional	(6,822)	-26.6%	(1,432)	-25.5%	(5,389)	-16.1%	(747)	-28.2%	(4,642)	-22.5%
Pessoal	(1,377)	-25.9%	(283)	-5.1%	(1,094)	-16.5%	(155)	-5.7%	(939)	-4.6%
Entidade de previdência privada	(114)	-48.9%	(37)	-0.4%	(77)	-27.1%	(16)	-0.4%	(60)	-0.3%
Material	(250)	-31.6%	(60)	-0.9%	(190)	-35.7%	(50)	-1.0%	(140)	-0.7%
Serviço de terceiros	(727)	-11.7%	(76)	-2.7%	(651)	-16.5%	(92)	-3.4%	(559)	-2.7%
Depreciação/amortização	(1,243)	-20.0%	(207)	-4.6%	(1,036)	-6.0%	(59)	-5.4%	(977)	-4.7%
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(2,072)	-53.2%	(719)	-7.7%	(1,352)	-29.4%	(307)	-7.1%	(1,045)	-5.1%
Amortização de intangível de concessão	(286)	-12.2%	(31)	-1.1%	(255)	15.7%	48	-1.3%	(303)	-1.5%
Outros	(753)	-2.5%	(18)	-2.8%	(734)	-18.7%	(116)	-3.8%	(619)	-3.0%
Resultado do serviço	3,022	19.8%	499	11.3%	2,523	-4.6%	(122)	13.2%	2,645	12.8%
Equivalência patrimonial	312	0.4%	1	1.2%	311	43.3%	94	1.6%	217	1.1%
Resultado financeiro	(1,488)	-2.3%	(34)	-5.6%	(1,453)	-3.3%	(46)	-7.6%	(1,408)	-6.8%
Receitas financeiras	880	-26.7%	(320)	3.3%	1,201	5.0%	57	6.3%	1,143	5.5%
Despesas financeiras	(2,368)	10.8%	286	-8.9%	(2,654)	-4.1%	(103)	-13.9%	(2,551)	-12.4%
Resultado antes dos tributos	1,847	33.8%	466	6.9%	1,381	-5.0%	(73)	7.2%	1,454	7.1%
Contribuição social	(169)	-11.8%	(18)	-0.6%	(151)	5.8%	9	-0.8%	(160)	-0.8%
Imposto de renda	(435)	-24.0%	(84)	-1.6%	(351)	16.3%	68	-1.8%	(419)	-2.0%
Lucro Líquido	1,243	41.4%	364	4.6%	879	0.4%	4	4.6%	875	4.2%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	1,180	31.0%	279	4.4%	901	4.2%	36	4.7%	865	4.2%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	63	-390.0%	85	0.2%	(22)	-311.2%	32	-0.1%	10	0.1%

Receita operacional líquida:

A receita operacional líquida corresponde a receita de operações com energia elétrica, outras receitas operacionais e as deduções da receita operacional (impostos e contribuições setoriais). Abaixo demonstramos quadro comparativo das receitas em 2017, 2016 e 2015.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	31/12/2017			31/12/2016			31/12/2015	
	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh
Receita Operacional Líquida								
Residencial	11.663	19.122	12,5%	10.367	16.473	5,4%	9.833	16.164
Industrial	5.096	14.661	-3,5%	5.282	13.022	-4,4%	5.527	12.748
Comercial	5.499	10.220	1,2%	5.432	9.720	3,1%	5.266	9.259
Rural	1.174	3.762	43,7%	817	2.474	8,9%	750	2.152
Poderes Públicos	788	1.456	14,1%	690	1.271	2,4%	675	1.278
Iluminação Pública	655	1.964	12,9%	580	1.746	1,2%	573	1.649
Serviço Público	978	2.157	8,5%	902	1.840	2,5%	879	1.797
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(66)		-8,5%	(72)		-9,1%	(79)	-
Fornecimento Faturado	25.787	53.342	7,5%	23.998	46.546	2,4%	23.425	45.049
Consumo Próprio	-	34	0,0%	-	32	0,0%	-	33
Fornecimento Não Faturado (Líquido)	(90)		-277,6%	50		-75,1%	203	
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(9.274)		2,4%	(9.055)		11,5%	(8.118)	
Fornecimento de Energia Elétrica	16.423	53.376	9,5%	14.993	46.578	-3,3%	15.509	45.082
Furnas Centrais Elétricas S.A.	566	3.026	5,9%	534	3.034	9,9%	486	3.026
Outras Concessionárias e Permissionárias	3.241	16.637	36,7%	2.371	12.252	6,6%	2.223	10.656
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(57)	-	11,7%	(51)	-	0,0%	(47)	-
Energia Elétrica de Curto Prazo	2.340	8.194	264,7%	642	6.173	-26,7%	875	4.289
Suprimento de Energia Elétrica	6.090	27.857	74,2%	3.496	21.459	-1,2%	3.537	17.971
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	9.330		2,5%	9.106		11,5%	8.165	
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	2.138		3,9%	2.057		8,4%	1.898	
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(22)		22,1%	(18)		6,1%	(17)	
Receita de construção da infraestrutura de concessão	2.073		53,1%	1.354		29,4%	1.047	
Ativo e passivo financeiro setorial	1.901		-190,7%	(2.095)		-183,6%	2.507	
Atualização do ativo financeiro da concessão	204		9,8%	186		-52,7%	393	
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares	1.419		12,1%	1.266		41,4%	896	
Outras receitas e rendas	496		13,2%	438		19,3%	367	
Outras Receitas Operacionais	17.540		42,7%	12.295		-19,4%	15.256	
Receita Operacional Bruta	40.053		30,1%	30.785		-10,3%	34.302	
ICMS	(5.456)		10,6%	(4.935)		5,3%	(4.686)	
PIS	(603)		27,8%	(472)		-10,9%	(529)	
COFINS	(2.778)		27,8%	(2.173)		-10,9%	(2.438)	
ISS	(16)		50,7%	(11)		28,8%	(8)	
Reserva Global De Reversão - RGR	(3)		-30,2%	(4)		67,3%	(3)	
Conta Desenv Energético - CDE	(3.186)		-5,2%	(3.361)		-15,4%	(3.970)	
Programa de P & D e Eficiência Energética	(192)		38,5%	(139)		-12,6%	(159)	
PROINFA	(167)		36,9%	(122)		34,0%	(91)	
Bandeiras tarifárias e outros	(878)		104,3%	(430)		0,0%	(1.796)	
Outros	(30)		0,0%	(27)		0,0%	(23)	
Deduções das Receitas	(13.309)		14,0%	(11.672)		-14,8%	(13.703)	
Receita Operacional Líquida	26.745		39,9%	19.112		-7,2%	20.599	

Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2017, comparado com 2016:**Receita Operacional Bruta:**

A Receita Operacional Bruta em 2017 foi de R\$ 40.053 milhões, representando um aumento de 30,1% (R\$ 9.269 milhões) quando comparado com 2016. Excluindo os efeitos da consolidação da RGE Sul, adquirida em outubro de 2016, a receita operacional bruta passa para R\$ 34.596 milhões, representando um aumento de R\$ 15,7% (R\$ 4.685 milhões) quando comparado com 2016. No balanço consolidado contempla o resultado da RGE Sul de 12 meses em 2017 contra 2 meses em 2016.

Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 7,5% (R\$ 1.788 milhões) no fornecimento de energia elétrica faturado, justificado pelo: (i) pelo aumento de 14,6% (R\$ 3.285 milhões) na quantidade de energia vendida, impactada principalmente pela aquisição da RGE Sul em 31 de outubro de 2016 (R\$ 3.232 milhões), compensado parcialmente (ii) pela redução 6,2% (R\$ 1.497 milhões) nas tarifas médias praticadas, impactado principalmente pelo resultado negativo pela aplicação de bandeiras tarifárias verde na maior parte do ano de 2016 e somente em poucos meses em 2017, compensado pelo efeito positivo dos reajustes tarifários (RTA) de cada distribuidora;
- Aumento de 74,2% (R\$ 2.594 milhões) no suprimento de energia elétrica, devido principalmente: (i) pelo aumento de 264,7% (R\$ 1.699 milhões) nas vendas de energia de curto prazo impulsionado pelo aumento de 32,7% na quantidade de energia vendida, impactado principalmente pelos efeitos

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

da aquisição da RGE Sul, e de um aumento nas tarifas médias praticadas de 2,75%, e (ii) pelo aumento de 36,7% (R\$ 869 milhões) com a venda de energia a outras concessionárias e permissionárias impulsionado pelo aumento 1,1% no preço médio praticado apresentado uma pequena redução (0,3%) na quantidade de energia vendida.

- Aumento de R\$ 5.021 milhões em outras receitas operacionais (que excluem a receita de TUSD dos consumidores cativos) devido principalmente pelo aumento (i) de R\$ 3.996 milhões na receita de Ativo e Passivo Financeiro Setorial, o que representou uma receita de R\$ 1.901 milhões em 2017 em comparação com uma despesa de R\$ 2.095 milhões em 2016. Esta receita reflete as diferenças temporárias entre os custos orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) incluídos na tarifa no início do período tarifário e aquelas que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa, constituindo um direito a receber pela concessionária nos casos em que os custos orçados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos orçados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras); (ii) de 53,1% (R\$ 719 milhões) de receita de construção de infraestrutura de concessão; (iii) de 12,1% (R\$ 153 milhões) em subvenção baixa renda e descontos tarifários com recursos do CDE (vide nota 25.3 de nossas demonstrações financeiras).

Deduções da Receita Operacional:

As Deduções da Receita Operacional em 2017 foram de R\$ 13.309 milhões, apresentando um aumento de 14,0% (R\$ 1.637 milhões) comparado com 2016. Excluindo os efeitos da RGE Sul de R\$ 1.719 milhões, decorrente de sua aquisição em outubro de 2016, as deduções da receita operacional tiveram uma pequena redução de R\$ 83 milhões.

O aumento das deduções da receita operacional se deu principalmente pelo aumento (i) de R\$ 736 milhões (27,8%) referente a PIS e Cofins em função basicamente do aumento de nossas receitas operacionais bruta (base de cálculo desses impostos); (ii) de 104,3% (R\$ 448 milhões) referente a Bandeiras Tarifárias que as distribuidoras faturaram de seus consumidores (vide nota 25.4 de nossas demonstrações contábeis); (iii) de 10,6% (R\$ 521 milhões) com ICMS, como resultado do aumento de nossa receita de fornecimento faturado. Esses aumentos foram parcialmente compensados pela redução de 5,2% (R\$ 175 milhões) na Conta de Desenvolvimento Energético – CDE como resultado das novas cotas impostas pela ANEEL para 2017 (vide notas 25.5 de nossas demonstrações financeiras)

Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2016, comparado com 2015:

Receita Operacional Bruta:

A Receita Operacional Bruta em 2016 foi de R\$ 30.785 milhões, representando uma redução de 10,3% (R\$ 3.517 milhões) quando comparado com 2015.

Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 2,4% (R\$ 573 milhões) no fornecimento de energia elétrica faturado, justificado pelo: (i) pelo aumento de 3,3% (R\$ 773 milhões) na quantidade de energia vendida, compensado parcialmente (ii) pela redução 0,9% (R\$ 200 milhões) nas tarifas médias praticadas, resultado do resultado negativo pela aplicação de bandeiras tarifárias verde na maior parte do ano de 2016, compensado pelo efeito positivo dos reajustes tarifários (RTA ou RTP) de cada distribuidora;
- Redução de 1,2% (R\$ 41 milhões) no suprimento de energia elétrica, devido principalmente à redução de 26,7% (R\$ 233 milhões) nas vendas de energia de curto prazo impulsionado pela redução nas tarifas médias praticadas apesar de um aumento de 43,9% na quantidade de energia vendida, compensada parcialmente pela (i) aumento de 6,6% (R\$ 148 milhões) com a venda de energia a outras concessionárias e permissionárias o que representa o efeito líquido de um aumento de 15,0% na quantidade de energia vendida e uma redução 7,2% no preço médio praticado, e (ii) aumento de 9,9% (R\$ 48 milhões) no suprimento de energia elétrica para Furnas devido a um

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

aumento de 9,6% no preço médio praticado com a quantidade de energia vendida tendo ficado relativamente estável.

- Redução de 55,0% (R\$ 3.901 milhões) em outras receitas operacionais (que excluem a receita de TUSD dos consumidores cativos) devido principalmente: (i) a redução de R\$ 4.601 milhões na receita de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, o que representou uma despesa de R\$2.095 milhões em 2016 em comparação com uma receita de R\$ 2.507 milhões em 2015. Esta despesa reflete as diferenças temporárias entre os custos orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) incluídos na tarifa no início do período tarifário e aquelas que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa, constituindo um direito a receber pela concessionária nos casos em que os custos orçados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos orçados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras); (ii) a redução de R\$ 207 milhões na receita de atualização do ativo financeiro de concessão (vide notas 7 e 3.1 das nossas demonstrações financeiras), compensadas parcialmente pelos aumentos (i) de 41,4% (R\$ 370 milhões) em subvenção baixa renda e descontos tarifários com recursos do CDE (vide nota 27.4 de nossas demonstrações financeiras); (ii) de 29,4% (R\$ 307 milhões) de receita de construção de infraestrutura de concessão, e (iii) ao aumento de 8,4% (R\$ 159 milhões) da receita de TUSD pela utilização de nossa rede por consumidores livres.

Deduções da Receita Operacional:

As Deduções da Receita Operacional em 2016 foram de R\$ 11.672 milhões, apresentando uma redução de 14,8% (R\$ 2.031 milhões) comparado com 2015 devido principalmente: (i) a redução de R\$ 1.366 milhões referente a Bandeiras Tarifárias que as distribuidoras faturaram de seus consumidores (vide nota 27.6 de nossas demonstrações contábeis); (ii) a redução de R\$ 609 milhões na Conta de Desenvolvimento Energético – CDE como resultado das novas cotas impostas pela ANEEL para 2016 (vide notas 27.6 de nossas demonstrações financeiras), e (iii) a redução de R\$ 323 milhões (10,9%) referente a PIS e Cofins em função basicamente da redução de nossas receitas operacionais bruta (base de cálculo desses impostos). Essas reduções foram parcialmente compensadas pelo aumento de 5,3% (R\$ 249 milhões) com ICMS, como resultado do aumento de nossa receita de fornecimento faturado.

Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2017, comparado com 2016:

O Custo com Energia Elétrica em 2017 totalizou R\$ 16.902 milhões, representando um aumento de 50,9% (R\$ 5.701 milhões) comparado com 2016. Excluindo os efeitos da RGE Sul, o custo com energia elétrica em 2017 ficou em R\$ 14.667 milhões, representado um aumento de 34,9% (R\$ 3.792 milhões).

O aumento do custo com energia elétrica está representado pelas seguintes variações:

- Energia Elétrica Comprada para Revenda:

Aumento de 58,6% (R\$ 5.768 milhões), devido principalmente: (i) do aumento 67,1% (R\$ 5.728 milhões) da energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, refletindo um aumento de 36,7% (R\$ 3.135 milhões) no preço médio de compra e 22,2% (R\$ 2.593 milhões) no volume de energia comprada; (ii) do aumento de 16,0% (R\$ 325 milhões) da energia adquirida de Itaipu, reflexo do aumento 3,4% no preço médio da energia elétrica comprada causado por um aumento de 11,4% na tarifa (que é estabelecido anualmente pela ANEEL em US\$ / kW) e uma redução de 8,1% na taxa média do real frente ao dólar norte-americano em 2017 em relação a 2016, compensada por um aumento de 12,2% no volume de energia comprada; e (iii) do aumento de 107,6% (ou R\$ 290 milhões) no custo de energia comprado no mercado de curto prazo, impulsionado principalmente por um aumento de 59,6% na quantidade comprada. Esses aumentos foram parcialmente compensados com o aumento dos créditos de Pis e Cofins no valor de R\$575 milhões relacionados a compras de energia, o que representa uma diminuição no custo de energia.
- Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Redução de 4,9% (R\$ 67 milhões) devido principalmente pela redução (i) de 224,9% (R\$ 816 milhões) com os Encargos de serviço de sistema – ESS referente ao superávit do PLD sobre a energia de reserva repassado aos consumidores abatendo os custos com ESS; (ii) de 100,3% (R\$ 107 milhões) com Encargos de Energia de Reserva – ERR. Essas reduções foram parcialmente compensadas pelos aumentos (iii) de 84,8% (R\$ 707 milhões) com Encargos de Rede Básica; (iv) de 200,3% (R\$ 107 milhões) com encargos de transporte de Itaipu e (v) de 44,3% (R\$ 38 milhões) com encargos de conexão.

Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2016, comparado com 2015:

O Custo com Energia Elétrica em 2016 totalizou R\$ 11.200 milhões, representando uma redução de 15,9% (R\$ 2.112 milhões) comparado com 2015, apresentando as seguintes variações:

- Energia Elétrica Comprada para Revenda:

Redução de 16,9% (R\$ 1.998 milhões), devido principalmente: (i) da redução de 29,4% (R\$ 844 milhões) da energia adquirida de Itaipu, reflexo da redução de 31,0% no preço médio da energia elétrica comprada em função da depreciação média de 4,3% do real frente ao dólar em 2016 e pela redução de 32,3% na tarifa (que é determinada anualmente pela ANEEL em dólar/kW), compensado por um aumento de 2,3% na quantidade de energia comprada; (ii) da redução de 72,5% (R\$ 711 milhões) de energia comprada de curto prazo, impulsionado pela redução de 43,7% na quantidade de energia comprada; (iii) da redução 7,1% (R\$ 655 milhões) da energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, refletindo um aumento de 15,5% no volume de energia comprada, que foi compensado por reduções nos preços médios de compra praticados. Essas reduções foram parcialmente compensadas pela redução de 17,1% (R\$ 209 milhões) dos créditos de PIS e Cofins relativos a compra de energia.

- Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:

Redução de 7,8% (R\$ 114 milhões) devido principalmente pela redução (i) de 34,7% (R\$ 193 milhões) com os Encargos de serviço de sistema – ESS, e (ii) de 1,5% (R\$ 13 milhões) com Encargos de Rede Básica. Essas reduções foram parcialmente compensadas (iii) pelo aumento de 95,3% (R\$ 52 milhões) com Encargos de Energia de Reserva – ERR, e (iv) pelo aumento de 50,8% (R\$ 29 milhões) com Encargos de Conexão e (v) pela redução do crédito de PIS e Cofins no montante de R\$ 11 milhões (o que representa um aumento nas tarifas de uso da rede elétrica).

Custos e Despesas Operacionais:

Principais variações dos Custos e Despesas Operacionais de 2017, comparado com 2016:

Os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 6.822 milhões, um aumento de 26,6% (R\$ 1.432 milhões) quando comparado com 2016. Excluindo os efeitos da RGE Sul, os custos e despesas operacionais em 2017 seriam R\$ 5.714 milhões, representado um aumento de 10,5% (R\$ 542 milhões).

O aumento dos custos e despesas operacionais ocorreu principalmente pelas seguintes variações:

- aumento de 53,2% (R\$ 719 milhões) em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição e transmissão;
- aumento de 25,9% (R\$ 283 milhões) em despesas com pessoal, refletindo além dos efeitos da aquisição da RGE Sul, o acordo de negociação coletiva;
- aumento de 19,9% (R\$ 207 milhões) nas despesas de depreciação e amortização principalmente em função da entrada em operação da planta Pedra Cheirosa;
- aumento de 11,7% (R\$ 76 milhões) em despesa de serviços de terceiros;
- aumento de 31,6% (R\$ 60 milhões) com consumo de materiais em nossas operações;
- aumento de 48,9% (R\$ 37 milhões) com entidades de previdência privada;
- aumento de R\$ 31 milhões nas despesas de amortização de Ativos Intangíveis de Concessão;
- aumento de 2,5% (R\$ 18 milhões) com outras despesas operacionais.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Principais variações dos Custos e Despesas Operacionais de 2016, comparado com 2015:

Os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 5.389 milhões, um aumento de 16,1% (R\$ 747 milhões) quando comparado com 2015, devido principalmente aos seguintes eventos: (i) aumento de R\$ 307 milhões (29,4%) em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição e transmissão; (ii) aumento de R\$ 155 milhões (16,5%) em despesas com pessoal, devido ao acordo coletivo e um aumento de 33,6% em nosso número de empregados, embora isso se deva principalmente à aquisição da RGE Sul, tendo impactado apenas as despesas em novembro e dezembro; (iii) aumento de R\$ 92 milhões (16,5%) em despesa de serviço de terceiros; (iv) aumento de R\$ 67 milhões em despesas relacionadas a desativação e alienação de ativos; (v) um aumento de R\$ 59 milhões (6%) nas despesas de depreciação e amortização; (vi) aumento de R\$ 50 milhões (35,7%) com consumo de materiais em nossas operações; e (vii) aumento de R\$ 49 milhões (39%) na provisão para devedores duvidosos. Esses aumentos foram compensados por: (i) uma redução de 31% (R\$ 82 milhões) em despesas legais, judiciais e de indenização e (ii) redução de 15,7% (R\$ 48 milhões) nas despesas de amortização de Ativos Intangíveis de Concessão.

Resultado financeiro:

Principais variações do Resultado Financeiro de 2017, comparado com 2016:

O Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 1.488 milhões em 2017, representando um aumento de R\$ 34 milhões (2,3%), comparado com 2016.

A redução do resultado financeiro decorre basicamente da redução nas receitas financeiras de 26,7% (R\$ 320 milhões), decorrente principalmente das reduções: (i) de 31,5% (R\$ 210 milhões) na receita de aplicações financeiras em função da queda de indicadores e do saldo médio de caixa; (ii) de 58,7% (R\$ 87 milhões) de atualizações monetárias e cambiais; (iii) de 100,0% (R\$ 33 milhões) na atualização de Ativo Financeiro Setorial em função da queda da inflação quando comparada com 2016 (vide Nota 8 de nossas demonstrações financeiras); (iv) de 39,4% (R\$ 13 milhões) na atualização de créditos fiscais; (v) de 99,2% (R\$ 9 milhões) com juros sobre contratos de mútuo.

Essas reduções foram parcialmente compensadas pelos aumentos (i) de 7,9% (R\$ 19 milhões) com acréscimos e multas moratórias, principalmente com o recebimento de contas de energia elétrica em atraso pelas controladas de distribuição; (ii) de 40,5% (R\$ 14 milhões) com atualização de depósitos judiciais; (iii) de R\$ 18 milhões com garantias, decorrente basicamente da baixa da garantia de empréstimos concedida a controlada em conjunto Foz do Chapecó, e (iv) aumento de 16,1% (R\$ 11 milhões) com créditos de Pis e Cofins que representam uma redução da receita financeira.

As despesas financeiras reduziram em 10,8% (R\$ 286 milhões), principalmente em função da redução (i) 8,0% (R\$ 144 milhões) de encargos da dívida; (ii) de 14,5% (R\$ 106 milhões) em atualizações monetárias e cambiais; (iii) de 46,2% (R\$ 7 milhões) com a amortização do uso do bem público – UBP. Estas reduções nas despesas financeiras foram parcialmente compensadas pela redução de R\$ 18 milhões (25,8%) com juros de empréstimos capitalizados, que representam um aumento nas despesas financeiras.

Principais variações do Resultado Financeiro de 2016, comparado com 2015:

O Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 1.453 milhões em 2016, representando uma redução de R\$ 46 milhões (3,2%), comparado com 2015. Esta variação decorre basicamente:

- Do aumento nas despesas financeiras de 4,0% (R\$ 103 milhões), principalmente em função do (i) aumento de 5% (ou R\$ 86 milhões) de encargos da dívida; (ii) aumento de R\$ 24 milhões decorrentes de atualizações do passivo financeiros setorial; e (iii) aumento de R\$ 17 milhões em atualizações monetárias e cambiais. Estes aumentos nas despesas financeiras foram parcialmente compensados por um aumento de R\$ 23 milhões (49,4%) com juros de empréstimos capitalizados, que é contabilizado como uma diminuição nas despesas financeiras.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Do aumento nas receitas financeiras de 5,0% (R\$ 57 milhões), decorrente principalmente: (i) aumento de 41,2% (R\$ 195 milhões) na receita de aplicações financeiras; (ii) aumento de 14% (R\$ 30 milhões) de acréscimos e multa moratórias; e (iii) aumento de 21,6% (R\$ 26 milhões) de atualizações monetárias e cambiais. Esses aumentos foram parcialmente compensados por (i) uma redução de 79,9% (R\$ 130 milhões) na atualização de Ativo e Passivo Financeiro Setorial (vide Nota 8 de nossas demonstrações financeiras); (ii) uma redução de 58,4% (R\$ 49 milhões) na atualização de depósitos judiciais; e (iii) redução de R\$ 25 milhões na atualização de créditos tributários.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2 Comentários dos diretores sobre:

a) resultados das operações do emissor, em especial:

A segregação dos segmentos operacionais da Companhia é baseada na estrutura interna das informações financeiras e da Administração, e é efetuada através da segmentação pelos tipos de negócio: atividades de distribuição, fontes convencionais de geração, fontes de geração renováveis, comercialização e serviços.

A rentabilidade dos nossos segmentos é variável. Nosso segmento de distribuição reflete primordialmente as vendas a consumidores cativos e cobrança pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cujos preços são estabelecidos pelo órgão regulador. A quantidade vendida varia principalmente em função de fatores externos, tais como: temperatura, massa salarial e atividade econômica do país. Este segmento representou 78,8% em 2017 da nossa receita operacional líquida (78,7% em 2016 e em 82,4% em 2015), mas sua contribuição ao lucro líquido foi maior em 2017, representando 48,6% do lucro líquido no ano (46,3% em 2016 e 71,5% em 2015).

As contribuições dos segmentos de distribuição, geração convencional, geração renovável, comercialização e serviços para os segmentos de receita líquida e lucro líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015 estão apresentados na tabela a seguir:

	Distribuição	Geração convencional	Geração renováveis	Comercialização	Serviços
2017					
Receita operacional líquida	78,8%	4,5%	7,3%	12,8%	1,8%
Lucro (prejuízo) líquido	48,6%	52,4%	1,6%	7,3%	4,4%
2016					
Receita operacional líquida	78,7%	5,2%	8,8%	10,9%	2,1%
Lucro (prejuízo) líquido	46,3%	57,4%	-16,0%	12,8%	6,1%
2015					
Receita operacional líquida	82,4%	4,8%	7,8%	8,7%	1,4%
Lucro (prejuízo) líquido	71,5%	32,3%	-6,4%	10,1%	5,9%

Nosso segmento de geração por fontes convencionais consiste, em grande parte, de usinas hidrelétricas, e o nosso segmento de geração de fontes renováveis consiste de parques eólicos e usinas termelétricas, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Todas as nossas fontes de geração requerem um elevado investimento em ativos imobilizados, e nos primeiros anos normalmente demandam financiamentos relevantes para construção. A partir do momento em que esses projetos se tornarem operacionais, eles resultarão em uma margem mais elevada (o percentual da receita operacional na receita bruta) do que a margem do segmento de distribuição; no entanto, contribuirão com despesas com juros e custos financeiros mais elevados. Por exemplo, em 2017, nosso segmento de geração por fontes renováveis representou 20,0% de nosso lucro operacional, mas devido à significativa relevância das despesas financeiras incorridas no financiamento desses projetos, a contribuição do segmento para nosso lucro líquido foi bem menor 1,6%. Em 31 de dezembro de 2017, 2,6% do imobilizado de nosso segmento de geração de fontes renováveis estava em construção (2,4% em 31 de dezembro de 2016).

Nosso segmento de comercialização vende energia para consumidores livres e outras concessionárias e permissionárias.

Nosso segmento de serviços presta uma ampla gama de serviços relacionados à eletricidade. Estes serviços são projetados para ajudar nossos consumidores a melhorar a eficiência, custo e confiabilidade de equipamentos.

Nossos segmentos realizam compras e vendas de energia elétrica e serviços de valor agregado entre eles. Em especial, os segmentos de geração (por fontes convencionais e renováveis), de comercialização e serviços vendem energia e fornece serviços para nossas distribuidoras. Em nossas demonstrações consolidadas os resultados das transações inter-segmento são eliminadas. Entretanto, a análise dos resultados individuais dos segmentos seria inadequada e incorreta caso desconsideremos estas operações. Como consequência, as vendas entre os segmentos não foram eliminadas na discussão dos resultados por segmentos.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Serviços corporativos e outras atividades não relacionadas nos segmentos anteriores são agrupados em "Outros". Estão incluídos na apresentação dos segmentos operacionais, itens diretamente a eles atribuíveis, bem como eventuais alocações necessárias, incluindo ativos intangíveis e respectivas amortizações.

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Nossa receita operacional é proveniente das atividades de distribuição, geração (por fontes convencionais e renováveis), comercialização e serviços relacionados à energia, conforme abaixo:

- **Distribuição:** consiste, em grande parte, de fornecimento de energia elétrica para clientes cativos, bem como recebimento da tarifa referente o uso da rede de distribuição;
- **Geração:** consiste na venda da energia gerada por fontes convencionais (hidrelétricas e termelétricas) e por fontes alternativas e renováveis, como PCH's, parques eólicos e termelétricas movidas a biomassa de cana de açúcar;
- **Comercialização:** consiste no fornecimento e suprimento de energia elétrica para clientes livres e venda para outras concessionárias e permissionárias;
- **Serviços:** consiste na prestação de serviço de valor agregado relacionado à energia elétrica, como sistema de autoprodução, sistema de transmissão, sistema de distribuição, manutenções elétricas, recuperação de equipamentos, eficiência energética dentre outras atividades de prestação de serviço.

Adicionalmente aos nossos cinco segmentos operacionais acima, nós consolidamos um número de atividades conhecidas como "Outros". As atividades consolidadas como Outros consistiam em (i) a CPFL Telecom e (ii) nossas despesas corporativas, exceto a amortização dos ativos intangíveis relacionados às nossas concessões, que é alocada nos nossos segmentos operacionais. Ressaltamos que, em 2017, iniciamos a consolidação das atividades de nossos dois ativos de transmissão mantidos pela CPFL Geração dentro da geração convencional.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Resultados das Operações —2017 em comparação a 2016

Receitas Operacionais Líquidas

Em comparação a 2016, nossa receita operacional líquida apresentou um aumento de 39,9% (ou R\$ 7.633 milhões) para R\$ 26.745 milhões em 2017. Excluído os efeitos da consolidação da RGE Sul, adquirida em outubro de 2016, a receita operacional líquida passa para R\$ 23.375 milhões, representando um aumento de R\$ 25,6% (R\$ 4.768 milhões) quando comparado com 2016.

Esse aumento na receita operacional foi devido principalmente ao efeito combinado de: (i) variação positiva de R\$ 3.996 milhões com Ativo e Passivo Financeiro Setorial, conforme discutido na seção "Outras Receitas Operacionais" abaixo; (ii) aumento de R\$ 1.699 milhões nas vendas de energia no mercado de curto prazo, conforme discutido na seção "Vendas por Destino" abaixo; (iii) aumento de R\$ 1.430 milhões nas vendas de energia elétrica para consumidores finais, conforme discutido na seção "Vendas por Destino" abaixo; e (iv) um aumento de R\$ 869 milhões com a venda de energia elétrica a outras concessionárias e permissionárias, parcialmente compensado por um aumento de R\$ 1.637 milhões nas deduções da receita operacional, discutidas na seção "Deduções da receita operacional" abaixo.

A discussão a seguir descreve as mudanças em nossas receitas operacionais líquidas por destino e por segmento, com base nos itens que compõem nossa receita bruta.

Vendas por Destino

Vendas aos consumidores finais

Comparado a 2016, nossa receita operacional bruta de vendas a Consumidores Finais (que inclui a receita de TUSD de consumidores cativos) aumentou 7,5% (ou R\$ 1.788 milhões) em 2017, para R\$

10.2 - Resultado operacional e financeiro

25.787 milhões. Nossas receitas operacionais brutas refletem principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão de nossas cinco subsidiárias de distribuição, bem como a receita de TUSD a partir do uso de nossa rede por consumidores cativos e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme mostrado abaixo. Nossa receita operacional bruta também reflete as vendas para Consumidores Livres nas classes comerciais e industriais.

As tarifas das empresas de distribuição são ajustadas a cada ano, em percentuais específicos para cada classe de consumidores. O mês em que o reajuste tarifário entra em vigor varia, impactando tanto o ano em que ocorre o reajuste tarifário quanto o ano seguinte. O ajuste nas maiores subsidiárias ocorreu em abril (CPFL Paulista), junho (RGE e RGE Sul) e outubro (CPFL Piratininga).

Em 2017, os preços de energia elétrica reduziram em média 6,2%, devido principalmente aos ajustes tarifários negativos de -10,5% para a CPFL Paulista, de -6,43% para o RGE SUL, compensados pelos ajustes tarifário positivo de 5,00% para RGE e de 17,28% para CPFL Piratininga. Como resultado, embora a tarifa vermelha tenha sido vigente para a maior parte de 2017, em relação a 2016, os efeitos dos ajustes tarifários (Ajuste Anual - RTA ou Revisão Periódica - RTP, uma vez que não há ajuste anual no ano da revisão periódica) excedeu os outros efeitos tarifários. Para obter mais informações, veja a nota 25.2 das nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas. Os preços médios globais para consumidores finais em 2017 foram menores para todas as classes de consumidores:

- **Consumidores residenciais e comerciais.** Com relação aos consumidores cativos, que representam 95,3% da quantidade total vendida a essas categorias em nossas demonstrações financeiras consolidadas, os preços médios diminuíram 5,3% para os residenciais e 3,6% para os comerciais, devido aos reajustes tarifários anuais, como descritos acima. Com relação aos Consumidores Livres, que compreendem somente consumidores comerciais, o preço médio diminuiu 25,7%.
- **Consumidores industriais.** Os preços médios diminuíram 5,6% devido principalmente aos ajustes tarifários descritos acima. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para os consumidores industriais diminuiu 31,4%. A queda no preço médio para os consumidores industriais deveu-se a redução das tarifas em função dos reajustes tarifários anuais dos contratos para a utilização do nosso sistema de distribuição (TUSD) por Consumidores Livres.

A quantidade total de energia vendida para Consumidores finais em 2017 aumentou 14,6% em comparação a 2016. Esse aumento representa o efeito de um aumento de 86% (ou 4.427 GW) na quantidade de energia vendida para consumidores livres convencionais (impulsionada por aumentos de (i) 3.512 GW para consumidores industriais, (ii) 725 GW para consumidores comerciais e (iii) 190 GW para outros consumidores pelas nossas subsidiárias de comercialização como resultado da migração desses consumidores de cativo para a categoria de consumidores livres) e a inclusão das operações de distribuição da RGE Sul em nossos resultados consolidados para todo o ano em 2017, o que levou a um aumento de 5.563 GW (em comparação com a consolidação de 1.141 GW da RGE Sul nos dois últimos meses de 2016).

A quantidade vendida para classes residencial e comercial, que representa 66,6% de nossas vendas para consumidores finais, aumentou 16,1% (ou 2.649 GW) e 5,2% (ou 501 GW), respectivamente. Estes aumentos foram devidos ao efeito combinado de:

- Residencial: (i) a inclusão das operações de distribuição da RGE Sul em nossos resultados consolidados para todo o ano em 2017 (em comparação com a inclusão apenas nos últimos dois meses de 2016), o que levou a um aumento de 2.230 GW vendidos para consumidores residenciais, em comparação com 426 GW em 2016; e (ii) um aumento de 2,6% da quantidade vendida pelas nossas subsidiárias de distribuição (excluindo RGE Sul) para a classe residencial; devido à maior força econômica de nossos consumidores residenciais em 2017, impulsionada pelo crescimento do PIB de 1,0% em 2017 em comparação com a contração do PIB de 3,5% em 2016.
- Comercial: (i) um aumento de 142 GW na quantidade de energia vendida para a classe comercial; e (ii) um aumento de 617 GW na quantidade vendida por nossas subsidiárias de comercialização devido à migração de consumidores cativos para a categoria de consumidores livres. Esse aumento foi parcialmente compensado por uma redução de 60,9% (ou 258 GW) na quantidade de energia elétrica de fontes renováveis vendidas a consumidores comerciais que elegeram para se tornar

10.2 - Resultado operacional e financeiro

consumidores livres especiais, cuja demanda contratada de energia elétrica está entre 500 kV e 3 MW e que são autorizados a comprar energia apenas a partir de fontes renováveis.

A quantidade vendida aos consumidores industriais em 2017, que representaram 19,8% de nossas vendas para consumidores finais (comparado com 22,0% em 2016), diminuiu 2,2% no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017 em comparação ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2016. As quantidades para consumidores cativos nessa categoria diminuíram 6,6%, o que representa o efeito líquido de um decréscimo de 463 GW referente às nossas subsidiárias distribuidoras e do aumento na migração de consumidores industriais do mercado cativo para o mercado livre. Em relação aos consumidores livres, os volumes vendidos aumentaram 5,1% (ou 725 GW), refletindo a mesma migração de consumidores, bem como melhorias nas condições econômicas brasileiras durante o ano de 2017.

Suprimento de energia elétrica

Em comparação a 2016, nossa receita operacional bruta de suprimento de energia elétrica aumentou 74,2% (ou R\$ 2.594 milhões) para R\$ 6.090 milhões em 2017 (15,2% da receita operacional bruta), devido principalmente a (i) um aumento de 264,7% (ou R\$ 1.699 milhões) nas vendas de energia no mercado à vista (impulsionado principalmente pelo aumento nos preços médios praticados), e (ii) aumento de 36,7% (ou R\$ 869 milhões) nas vendas de energia elétrica para outras concessionárias e permissionárias. Esses aumentos refletem o efeito combinado de um aumento de 28,4% nas quantidades de energia vendidas e um aumento de 35,7% no preço médio das vendas em relação a 2016.

Outras receitas operacionais

Em comparação a 2016, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita TUSD de consumidores cativos) aumentaram 157,4% (ou R\$ 5.021 milhões) para R\$ 8.210 milhões em 2017 (20,5% de nossas receitas operacionais brutas), devido principalmente:

Isso leva a um ajuste para reconhecer a redução (ou aumento) futura nas tarifas para levar em conta custos menores (ou adicionais) no ano corrente, sendo esse ajuste reconhecido como um item de receita positivo (ou negativo). O aumento deste item em 2017 foi impulsionado principalmente por um aumento de R\$ 2.353 milhões relacionados ao custo de energia elétrica, um aumento de R\$ 642 milhões relacionados ao repasse de Itaipu e um aumento de R\$ 610 milhões nas contribuições ao ESS e EER. Para mais informações, consulte a nota 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas;

- (i) uma variação positiva de R\$ 3.996 milhões na receita de Ativo e Passivo Financeiro Setorial, que representou uma receita de R\$ 1.901 milhões em 2017, em comparação com uma despesa de R\$ 2.095 milhões em 2016. Essa receita reflete as diferenças temporárias entre nossos custos orçados incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa, constituindo um direito contratual de pagamento (ou recebimento) pela concessionária através de tarifas subsequentes ou para pagar ou receber do poder concedente quaisquer valores remanescentes no vencimento da concessão. Isso leva a um ajuste a fim de reconhecer a redução (ou aumento) futura nas tarifas para levar em conta custos menores (ou adicionais) no ano corrente, sendo esse ajuste reconhecido como um item positivo (ou negativo) de receita. O aumento deste item em 2017 foi impulsionado principalmente por um aumento de R\$ 2.353 milhões no custo da energia elétrica comprada; um aumento de R\$ 495 milhões com repasse de Itaipu e um aumento de R\$ 610 milhões em contribuições para a ESS e EER. Para mais informações, veja a nota 8 das nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas;
- (ii) aumento de R\$ 719 milhões na receita da construção de infraestrutura de concessão; e
- (iii) aumento de 12,1% (ou R\$ 153 milhões) na receita referente ao subsídio de baixa renda e descontos nas tarifas reembolsadas por recursos da conta do CDE (ver nota 25.3 das nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas).

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Deduções das receitas operacionais

Deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS) é calculado com base na receita bruta de venda para consumidores finais (fornecimento faturado); o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta total, e os programas de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida. Outros encargos setoriais podem variar dependendo do efeito regulatório refletido nas nossas tarifas.

Essas deduções representaram 33,2% de nossa receita operacional bruta em 2017 e 37,9% em 2016. Em comparação com 2016, essas deduções aumentaram 14,0% (ou R\$ 1.637 milhões) para R\$ 13.309 milhões em 2017, devido principalmente a: (i) um aumento de 27,8% (ou R\$ 736 milhões) referentes a PIS e COFINS, principalmente devido ao aumento de nossas receitas operacionais brutas (base de cálculo desses impostos); (ii) um aumento de 10,55% (ou R\$ 521 milhões) com ICMS; (iii) um aumento de R\$ 448 milhões em receitas de bandeira tarifária reconhecidas, que devem ser pagas na Conta de Centralização de Recursos de Bandeira Tarifária administrada pela CCEE; e (iv) uma redução de R\$ 175 milhões em contribuições efetuadas para a Conta CDE em decorrência das novas cotas definidas pela ANEEL em 2017 (ver nota 25.5 para nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas).

Vendas por segmento

Distribuição

Em comparação com 2016, a receita operacional líquida do segmento de Distribuição aumentou 40,1% (ou R\$ 6.037 milhões) para R\$ 21.077 milhões em 2017. Esse aumento refletiu principalmente o aumento de R\$ 7.519 milhões na receita operacional bruta, devido às seguintes variações:

- (i) uma variação positiva de R\$ 3.996 milhões na receita de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, que representou uma receita de R\$ 1.901 milhões em 2017, em comparação com uma despesa de R\$ 2.095 milhões em 2016 (ver "Outras Receitas Operacionais" acima);
- (ii) um aumento de R\$ 1.272 milhões com suprimento de energia elétrica, impulsionado por aumentos significativos nos preços de energia que conseguimos obter no mercado de energia elétrica de curto prazo;
- (iii) aumento de R\$ 722 milhões na receita de construção de infraestrutura de concessão; e
- (iv) o aumento de 12,1% (ou R\$ 153 milhões) na receita referente ao subsídio de baixa renda e descontos nas tarifas reembolsadas por fundos da Conta CDE (ver nota 25.5 das nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas e "Outras Receitas Operacionais" acima).

As deduções das receitas operacionais dos segmentos de Distribuição aumentaram 13% (ou R\$ 1.460 milhões) para R\$ 12.692 milhões em 2017, devido principalmente ao: (i) aumento de 38,4% (ou R\$ 1.085 milhões) com PIS, COFINS e ICMS, impulsionado pelo aumento de nossas receitas operacionais brutas (base para o cálculo desses impostos); (ii) aumento de R\$ 448 milhões em deduções relacionadas à receita de bandeira tarifária reconhecida, que deve ser paga na Conta de Centralização de Recursos de Bandeira Tarifária administrada pelo CCEE; e compensada por (iii) uma diminuição de 5,2% (ou R\$ 175 milhões) nas contribuições efetuadas para a conta do CDE devido a novas cotas definidas pela ANEEL em 2017 (ver nota 25.4 para nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas).

Geração (fontes convencionais)

A receita operacional líquida do segmento de geração de fontes convencionais em 2017 foi de R\$ 1.190 milhões, um aumento de 18,7% (ou R\$ 187 milhões) em relação a R\$ 1.003 milhões em 2016, devido principalmente (i) ao aumento dos preços médios de 5,9% (R\$ 32 milhões) na receita de vendas de nossa UHE Serra da Mesa para Furnas, (ii) um aumento de 6,6% (R\$ 37 milhões) na receita de vendas para nossa subsidiárias de distribuição; (iii) aumento de R\$ 47 milhões da receita de construção de infraestrutura da concessão relacionada à CPFL Morro Agudo; (iv) aumento de R\$ 72 milhões em outras receitas; e (v) um aumento de 181,9% (ou R\$ 11 milhões) na energia vendida no mercado de curto

10.2 - Resultado operacional e financeiro

prazo. Esse aumento foi parcialmente compensado por um aumento de 8,8% (R\$ 8 milhões) nas deduções fiscais do PIS e COFINS sobre a receita devido ao aumento das receitas operacionais brutas do segmento (base para o cálculo desses impostos).

Geração (fontes renováveis)

A receita operacional líquida do nosso segmento de geração de fontes renováveis em 2017 foi de R\$ 1.959 milhões, um aumento de 17,1% (ou R\$ 286 milhões) em comparação a R\$ 1.673 milhões em 2016. Esse aumento se deu principalmente ao: (i) aumento de R\$ 210 milhões impulsionada por novas quantidades vendidas a outras concessionárias e permissionárias; e (ii) aumento de R\$ 148 milhões com a venda de energia no mercado de curto prazo. Esses aumentos foram parcialmente compensados por uma redução de 60,9% (ou R\$ 58 milhões) na receita com consumidores livres no setor comercial, impulsionada principalmente por consumidores livres especiais migrando do mercado cativo e um aumento de 6,8% (ou R\$ 7 milhões) nas deduções a receita operacional com PIS e COFINS devido ao aumento na receita operacional bruta do segmento (base para o cálculo desses impostos).

Comercialização

A receita operacional líquida do nosso segmento de Comercialização em 2017 foi de R\$ 3.414 milhões, um aumento de 63,6% (ou R\$ 1.327 milhões) em comparação a R\$ 2.087 milhões em 2016. Esse aumento foi devido principalmente ao: (i) aumento de 102,5% (ou R\$ 782 milhões) na receita de vendas a outras concessionárias permissionárias, impulsionada por um aumento de 76,2% (ou R\$ 4.121 milhões) na quantidade vendida; (ii) aumento de 600,8% (ou R\$ 347 milhões) na receita de vendas no mercado de energia elétrica de curto prazo, impulsionado por um aumento quantidade de energia vendida de 130,6% (ou R\$ 582 milhões); (iii) aumento de 21,3% (ou R\$ 281 milhões) na receita com consumidores industriais livres, impulsionada por um aumento de 38,9% na quantidade de energia vendida; e (iv) aumento de 81,5% (ou R\$ 116 milhões) na receita com consumidores comerciais livres, impulsionada por um aumento de 101,3% na quantidade de energia vendida.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por: (i) um aumento de 63,6% (ou R\$ 136 milhões) nas deduções à receita com PIS e COFINS, principalmente devido ao aumento na receita operacional bruta do segmento (base para o cálculo para estes impostos); (ii) uma redução de 99,1% (ou R\$ 57 milhões) em outras receitas; e (iii) uma redução de 100% (ou R\$ 12 milhões) no suprimento de energia elétrica para Furnas.

Serviços

A receita operacional líquida de nosso segmento de serviços em 2017 foi de R\$ 486 milhões, um aumento de 21,3% (ou R\$ 86 milhões) em comparação com R\$ 400 milhões em 2016. Esse aumento foi devido principalmente ao: (i) aumento de R\$ 75 milhões nas receitas de serviços de construção e manutenção; (ii) um aumento de R\$ 27 milhões em receitas de serviços de terceirização administrativa, call center e terceirização de TI. Esses aumentos foram parcialmente compensados por: (i) uma redução de 23,5% (ou R\$ 25 milhões) na receita de nosso negócio de eficiência energética de auto-geração; e (ii) um aumento de 53,8% (ou R\$ 9 milhões) nas deduções a receita com PIS e COFINS devido ao aumento de nossas receitas operacionais brutas (base para o cálculo desses impostos).

Resultado do Serviço de Energia Elétrica consolidado

Custo da Energia Elétrica

Energia elétrica comprada para revenda. Nossos custos de energia elétrica comprada para revenda aumentaram 58,6% (ou R\$ 5.768 milhões) em 2017, para R\$ 15.617 milhões (65,8% de nossos custos e despesas operacionais totais) em comparação com R\$ 9.849 milhões em 2016 (representando 59,4% de nossos custos e despesas operacionais), devido principalmente pelo aumento de 30,1% nos preços médios, refletindo:

- (i) um aumento de 67,1% (ou R\$ 5.728 milhões) no custo da energia comprada no mercado regulado, refletindo um aumento de 22,2% na quantidade de energia comprada e um aumento de 36,7% nos preços médios de compra;
- (ii) um aumento de R\$ 325 milhões em compras de energia da Itaipu, refletindo um aumento de 3,4% no preço médio da energia comprada (em reais), causado por um aumento de 11,4% na

10.2 - Resultado operacional e financeiro

tarifa (que é estabelecida anualmente pela ANEEL em US\$/kW), 8,3% com a desvalorização média do real em relação ao dólar norte-americano em 2017 em relação a 2016 e um aumento de 12,2% quantidade de energia comprada; e

- (iii) um aumento de 107,6% (ou R\$ 290 milhões) no custo da energia comprada no mercado de energia de curto prazo. Impulsionado principalmente por um aumento de 59,6% na quantidade comprada.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por um aumento de R\$ 575 milhões dos créditos tributários de PIS e COFINS (representando um aumento de 58,2% em relação a 2016) relacionados a compras de energia, o que representa uma diminuição no custo de energia elétrica.

Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição: Nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição diminuíram 5,0% (ou R\$ 67 milhões) para R\$ 1.284 milhões em 2017, principalmente em decorrência da: (i) redução de R\$ 816 milhões com Encargos de Serviço do Sistema; e (ii) da redução de R\$ 107 milhões com Encargos de energia da Reserva - EER. Essas reduções foram parcialmente compensadas por (iii) um aumento de R\$ 707 milhões com encargos de uso da rede; (iv) aumento de R\$ 107 milhões na transmissão de Itaipu; e (v) um aumento de R\$ 38 milhões em Encargos de Conexão.

Para obter mais informações sobre os custos de uso da rede elétrica, veja a nota 26 das nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas.

Outros custos e despesas operacionais

Nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nossos custos operacionais, custos dos serviços prestados a terceiros, custos relativos à construção de infraestrutura de concessão, despesas de vendas, despesas gerais e administrativas e outras despesas operacionais.

Comparado a 2016, nossos outros custos e despesas operacionais aumentaram 26,6% (ou R\$ 1.432 milhões) para R\$ 6.822 milhões em 2017, devido principalmente aos seguintes eventos: (i) aumento de 53,2% (ou R\$ 719 milhões) em despesas relacionadas à construção da infraestrutura de concessão, (ii) aumento de 25,9% (ou R\$ 283 milhões) de despesas com pessoal, refletindo o aumento de custos devido ao acordos de negociação coletiva; (iii) um aumento de 19,9% (ou R\$ 207 milhões) nas despesas de depreciação e amortização; (iv) um aumento de 11,7% (ou R\$ 76 milhões) em despesas relacionadas a serviços de terceiros; (v) aumento de R\$ 49 milhões em despesas relacionadas à alienação de ativos; (vi) um aumento de 31,6% (ou R\$ 60 milhões) no consumo de materiais; e (vii) uma redução de 12,1% (ou R\$ 21 milhões) na provisão para créditos de liquidação duvidosa.

Resultado do Serviço de Energia Elétrica

Comparado a 2016, nosso resultado do serviço de energia elétrica aumentou 19,8% (ou R\$ 499 milhões) para R\$ 3.022 milhões em 2017, uma vez que o aumento da nossa receita operacional líquida (R\$ 7.633 milhões) foi maior do que o aumento em nossos custos de geração e distribuição de energia elétrica e outros custos e despesas operacionais (R\$ 7.134 milhões).

Resultado do Serviço de Energia Elétrica por Segmento

Distribuição

Comparado a 2016, o resultado do serviço de energia elétrica de nosso segmento de distribuição aumentou R\$ 217 milhões para R\$ 1.471 milhões em 2017. Conforme discutido acima, a receita operacional líquida do segmento aumentou R\$ 6.037 milhões, enquanto os custos e as despesas operacionais relacionadas ao segmento aumentaram R\$ 5.819 milhões. Os principais fatores que contribuíram para as variações nos custos e despesas operacionais foram os seguintes:

Custos com energia elétrica: Comparado a 2016, os custos com energia elétrica aumentaram 45,1% (ou R\$ 4.399 milhões), para R\$ 14.147 milhões em 2017.

O custo da energia comprada para revenda aumentou 52,6% (ou R\$ 4.473 milhões), refletindo: (i) um aumento de 61,3% (ou R\$ 4.365 milhões) no custo de energia comprada no mercado regulado, refletindo um aumento de 9,8% na quantidade de energia comprada e um aumento de 46,9% nos preços médios de compra praticados; (ii) um aumento de R\$ 325 milhões na compra de energia elétrica

10.2 - Resultado operacional e financeiro

de Itaipu, refletindo um aumento de 3,4% no preço médio de compra (em reais), causado por um aumento de 11,4% na tarifa (estabelecida anualmente pela ANEEL em US\$/kW) e uma desvalorização média de 8,3% do real frente ao dólar norte-americano em 2017 em relação a 2016, compensada por um aumento de 12,2% na quantidade de energia comprada e (iii) aumento de 109% (ou R\$ 236 milhões) em custos com o PROINFA. Esse aumento no custo da energia comprada para revenda foi parcialmente compensado por um aumento de 52,3% (ou R\$ 452 milhões) nos créditos tributários de PIS e COFINS relativos às compras de energia elétrica.

Adicionalmente, como mencionado acima, os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição diminuíram 5,0% (ou R\$ 67 milhões) para R\$ 1.284 milhões em 2017, principalmente como resultado de: (i) uma diminuição de R\$ 816 milhões de Encargos de Serviço do Sistema; e (ii) uma diminuição de R\$ 107 milhões Encargos de energia da Reserva - EER. Essas reduções nos encargos foram parcialmente compensadas por (i) um aumento de R\$ 707 milhões com Encargos da Rede Básica; e (ii) aumento de R\$ 29 milhões com Encargos de Conexão.

Outros custos e despesas operacionais. Comparado a 2016, nossos outros custos e despesas operacionais do segmento de distribuição aumentaram 36,2% (ou R\$ 1.248 milhões), para R\$ 4.695 milhões em 2017, devido principalmente a (i) um aumento de 55,3% (ou R\$ 722 milhões) em despesas relativas à construção de infraestrutura de concessão; (ii) aumento de 29,7% (ou R\$ 195 milhões) em despesas com serviços de terceiros; (iii) um aumento de 26,3% (ou R\$ 192 milhões) nas despesas com pessoal, devido principalmente à aquisição da RGE Sul, bem como aumentos de salários decorrente do acordo de negociação coletiva; e (iv) um aumento de 15% (ou R\$ 84 milhões) nas despesas de depreciação e amortização. Esses aumentos foram parcialmente compensados por uma redução de 7,7% (ou R\$ 13 milhões) na provisão para créditos de liquidação duvidosa.

Geração (fontes convencionais)

Comparado a 2016, o resultado do serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração convencional aumentou 13,7% (ou R\$ 91 milhões) para R\$ 763 milhões em 2017. Esse aumento foi devido principalmente a um aumento de 18,7% (ou R\$ 187 milhões) na receita operacional líquida conforme discutido na seção "Vendas por Segmento" acima, parcialmente compensado por um aumento de 48,4% (ou R\$ 99 milhões) nos custos e despesas operacionais.

O aumento nos custos e despesas operacionais deveu-se principalmente a (i) um aumento de 62,4% (ou R\$ 46 milhões) nas despesas relativas à construção da infraestrutura de concessão da CPFL Morro Agudo; (ii) um aumento de 17,8% (ou R\$ 4 milhões) em despesas relacionadas a serviços de terceiros; (iii) um aumento de R\$ 49 milhões no custo da energia elétrica, impulsionado por um aumento de 49,6% na quantidade vendida e um aumento de 26,1% nos preços médios praticados.

Em 2017, para minimizar os impactos da alta do GSF e PLD, decorrente de geração hidrelétrica, houve a estratégia de adquirir energia elétrica no mercado de curto prazo, visto que a redução da geração hidrelétrica decorreu da falta de chuvas e consequente baixa do nível dos reservatórios, ocasionando um aumento na geração térmica, encarecendo o PLD.

Esse aumento foi parcialmente compensado pelo reconhecimento de despesa de R\$ 7 milhões relacionada à amortização de custos do GSF.

Geração (fontes renováveis)

Comparado a 2016, o resultado do serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração de fontes renováveis aumentou 37,4% (ou R\$ 165 milhões) para R\$ 605 milhões em 2017. Esse aumento foi devido principalmente ao aumento de 17,1% (ou R\$ 286 milhões) na receita operacional líquida (conforme discutido na seção "Vendas por Segmento" acima) parcialmente compensado pelo aumento de 9,9% (ou R\$ 122 milhões) nos custos e despesas operacionais.

O aumento nos custos e despesas operacionais reflete principalmente: (i) um aumento de 15,2% (ou R\$ 61 milhões) nas despesas de depreciação e amortização relacionadas à entrada em operação da PCH Pedra Cheirosa; (ii) aumento de R\$ 16 milhões nas compras de materiais e equipamentos operacionais; (iii) R\$ 15 milhões em despesas relacionadas provisão para perda de valor recuperável de ativo nos projetos Bio Formosa e CPFL Solar Tanquinho; e (iv) um aumento de 10,8% (ou R\$ 10 milhões) em encargos pelo uso do sistema de transmissão e distribuição. Estes aumentos nos custos foram parcialmente compensados por uma redução de 5,6% (ou R\$ 10 milhões) nas despesas com serviços de terceiros.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Comercialização

Comparado a 2016, o resultado do serviço de energia elétrica do nosso segmento de comercialização aumentou 5,6% (ou R\$ 9 milhões), para R\$ 168 milhões em 2017. Esse aumento foi devido ao efeito líquido do aumento de 63,6% (ou R\$ 1.327 milhões) na receita operacional líquida do segmento, conforme discutido na seção "Vendas por Segmento" acima, que superou o aumento de 68,5% (ou R\$ 1.319 milhões) dos custos e despesas operacionais. O aumento nos custos e despesas deveu-se principalmente a um aumento de 70,1% (ou R\$ 1.317 milhões) no custo de energia elétrica comprada no mercado regulado, impulsionado por um aumento de 62,2% na quantidade de energia comprada parcialmente compensado pela redução nos preços praticados.

Serviços

Comparada a 2016, o resultado do serviço de energia elétrica do segmento de serviços aumentou 3,4% (ou R\$ 2 milhões), para R\$ 68 milhões em 2017. Esse aumento foi devido ao efeito líquido do aumento de 21,3% (ou R\$ 85 milhões) na receita operacional líquida conforme discutido na seção "Vendas por Segmento" acima, que superou o aumento de 24,0% (ou R\$ 83 milhões) nos custos e despesas operacionais.

Lucro líquido Consolidado

Despesa Financeira Líquida

Comparado a 2016, nossa despesa financeira líquida aumentou 2,3% (ou R\$ 34 milhões), passando de R\$ 1.453 milhões em 2016 para R\$ 1.488 em 2017, devido principalmente a uma redução de R\$ 286 milhões em nossas despesas financeiras, compensado por uma redução de R\$ 320 milhões em nossa receita financeira.

Os motivos da diminuição das despesas financeiras são: (i) uma redução de 24,4% (ou R\$ 171 milhões) decorrentes das atualizações monetários e cambiais, devido a menores médias da taxa de juros; e (ii) uma redução de 8,0% (ou R\$ 144 milhões) nos encargos da dívida. Essas reduções nas despesas financeiras foram parcialmente compensadas por (i) aumento de R\$ 57 milhões decorrente da atualização monetários do passivo financeiro setorial; e (ii) uma redução de 25,8% (ou R\$ 18 milhões) com custos de empréstimos capitalizados, que é contabilizado como um redução nas despesas financeiras.

A diminuição da receita financeira deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) uma redução de 31,5% (ou R\$ 210 milhões) na receita de aplicações financeiras, devido à redução do saldo do caixa e equivalentes de caixa; (ii) queda de 58,7% (ou R\$ 87 milhões) na receita de atualizações monetárias e cambiais; (iii) redução de 100% (ou R\$ 33 milhões) na receita de atualização monetária do ativo e passivo financeiro setorial (ver nota 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas); e (iv) redução de R\$ 13 milhões em atualizações de créditos tributários. Essas reduções foram parcialmente compensadas por (i) um aumento de 7,9% (ou R\$ 19 milhões) nos pagamentos de juros e multa; (ii) uma aumento de 16,1% (ou R\$ 11 milhões) com PIS e COFINS sobre outras receitas financeiras; e (iii) um aumento de 40,5% (ou R\$ 14 milhões) na receita de atualização de depósitos judiciais.

Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos um endividamento em reais de R\$ 15.310 milhões (em comparação com R\$ 16.452 milhões em 2016), sobre o qual incidem juros e atualizações monetárias calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro brasileiro. A variação da taxa média do CDI diminuiu para 9,93% em 2017, contra 14% em 2016; e a TJLP diminuiu para 7,1% em 2017, em comparação com 7,5% em 2016. Possuímos o equivalente a R\$ 4.858 milhões (em comparação com R\$ 5.502 milhões 2016) de endividamento em moeda estrangeira, principalmente em dólares norte-americanos. A fim reduzir o risco de perdas cambiais em relação a esse endividamento em moeda estrangeira e variações nas taxas de juros, temos uma política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Nosso encargo líquido de imposto de renda e contribuição social aumentou para R\$ 604 milhões em 2017, em comparação com R\$ 501 milhões em 2016. A alíquota efetiva de 32,7% sobre o lucro antes

10.2 - Resultado operacional e financeiro

de impostos em 2017 foi menor que a alíquota oficial de 34%, devido ao reconhecimento do imposto diferido de alguns prejuízos fiscais. Tais créditos não constituídos referem-se ao prejuízo gerado para o qual, neste momento, não há uma razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuro suficientes para a sua absorção.

Lucro líquido

Comparado a 2016, e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou um aumento de 41,4% (ou R\$ 364 milhões), para R\$ 1.243 milhões em 2017.

Lucro Líquido por Segmento

Em 2017, 48,6% de nosso lucro líquido de nosso segmento de distribuição, 52,4% de nosso segmento de geração de fontes convencionais, 1,6% de nosso segmento de geração de fontes renováveis, 7,3% de nosso segmento de comercialização, 4,4% do nosso segmento de serviços e negativo de 14,3% em Outros.

Distribuição

Comparado a 2016, o lucro líquido do nosso segmento de distribuição aumentou 48,5% (ou R\$ 198 milhões), para R\$ 605 milhões em 2017, como resultado do: (i) aumento de 17,3% (ou R\$ 217 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica; compensado por (ii) aumento de 2,9% (ou R\$ 16 milhões) nas despesas financeiras líquidas; e (iii) aumento de 1,3% (ou R\$ 4 milhões) nos encargos de imposto de renda e contribuição social.

O aumento das despesas financeiras líquidas do segmento foi devido principalmente a:

- uma redução de 12,7% (ou R\$ 169 milhões) na despesa financeira, devido principalmente a (i) uma redução de R\$ 1.294 milhões em despesas com derivativos, (ii) aumento de R\$ 1.224 milhões em variações monetárias e cambiais; e (iii) uma redução de R\$ 67 milhões em despesas financeiras com encargos da dívida como resultado de menor endividamento.
- uma queda de R\$ 184 milhões na receita financeira, principalmente devido a: (i) uma redução de 41,4% (ou R\$ 153 milhões) na receita de aplicações financeiras; (ii) uma redução de 100% (ou R\$ 33 milhões) na receita de atualização do ativo e passivo financeiro setorial (ver nota 8 das nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas); e (iii) uma queda de 48,5% (ou R\$ 38 milhões) com variações monetárias e cambiais. Essas reduções foram parcialmente compensadas por: (i) aumento de 10% (ou R\$ 24 milhões) com juros e multas; e (ii) um aumento de 33% (ou R\$ 12 milhões) com atualização monetária de depósitos judiciais.

Geração (fontes convencionais)

Comparado a 2016, o lucro líquido do nosso segmento de geração de fontes convencionais aumentou 29,0% (ou R\$ 147 milhões) para R\$ 652 milhões em 2017, comparado a R\$ 505 milhões em 2016. Esse aumento deve-se principalmente ao: (i) aumento de 13,7% (ou R\$ 91 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica; e (ii) uma redução de 13,4% (ou R\$ 51 milhões) nas despesas financeiras líquidas.

A diminuição das despesas financeiras líquidas deveu-se principalmente a: (i) uma redução de 72,3% (ou R\$ 49 milhões) em variações monetárias e cambiais positivas, classificadas na receita financeira; e (ii) uma redução de 24,2% (ou R\$ 25 milhões) na receita de aplicações financeiras. Essas reduções foram parcialmente compensadas por (i) uma redução de R\$ 114 milhões em despesas com derivativos; e (ii) redução de R\$ 24 milhões em encargos de dívida e variações monetárias e cambiais negativas, impulsionadas pela menor média da taxa de juros.

Geração (fontes renováveis)

Comparado a 2016, o lucro líquido do nosso segmento de geração de fontes renováveis aumentou 113,9% (ou R\$ 161 milhões) para R\$ 20 milhões em 2017, contra o prejuízo líquido de R\$ 141 milhões em 2016, principalmente devido ao efeito combinado do: (i) aumento de 37,4% (ou R\$ 165 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica; (ii) aumento de R\$ 28 milhões nas despesas com imposto de renda e contribuição social; e (iii) uma redução de 4,5% (ou R\$ 24 milhões) nas despesas financeiras líquidas.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

O aumento nas despesas financeiras líquidas foi impulsionado por uma redução de R\$ 45 milhões nas despesas com encargos da dívida e variações monetárias e cambiais, compensadas por um aumento de R\$ 25 milhões em custos de empréstimos capitalizados, que é contabilizado como uma diminuição nas despesas financeiras.

Comercialização

Comparado a 2016, o lucro líquido do nosso segmento de comercialização diminuiu 19,6% (ou R\$ 22 milhões), para R\$ 90 milhões em 2017, refletindo o efeito de: (i) uma diminuição de R\$ 40 milhões na receita financeira líquida; (ii) um aumento de 5,6% (ou R\$ 9 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica; e (iii) uma redução de R\$ 9 milhões nas despesas de Imposto de Renda e Contribuição Social.

Serviços

Comparado a 2016, o lucro líquido do nosso segmento de serviços aumentou 1,9% (ou R\$ 1 milhão), para R\$ 55 milhões em 2017. Esta variação, relativamente estável, reflete o efeito de: (i) um aumento de 3,4% (ou R\$ 2 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica; e (ii) uma ligeira redução de R\$ 1 milhão da receita financeira líquida.

Resultados das Operações —2016 em comparação a 2015

Receitas Operacionais Líquidas

Em comparação a 2015, as receitas operacionais líquidas apresentaram uma redução de 7,2% (ou R\$ 1.487 milhões) em 2016, totalizando R\$ 19.112 milhões. A redução na receita operacional refletiu principalmente da variação negativa de R\$ 4.601 milhões da receita de ativo e passivo financeiro setorial e a redução de R\$ 207 milhões na receita de atualização do ativo financeiro de concessão (vide notas 2.8 e 3.1 das nossas demonstrações financeiras).

Essas reduções foram compensadas (i) pela redução de R\$ 2.031 milhões nas deduções da receita operacional (descritas na sessão 10.1.h "Deduções da receita operacional"); (ii) aumento de R\$ 836 milhões em outras receitas operacionais (descritas na sessão "Outras receitas operacionais"; e (iii) aumento de R\$ 573 milhões em fornecimento de energia elétrica faturado (descritas na sessão "Receita Operacional Bruta").

A seguinte discussão descreve alterações nas nossas receitas operacionais por destino e por segmento, baseadas nos itens compreendidos na nossa receita bruta.

Vendas por Destino

Vendas a consumidores finais

Comparado a 2015, nossa receita operacional bruta de vendas a Consumidores Finais (que inclui a receita de TUSD de consumidores cativos) aumentou 2,4% (ou R\$ 573 milhões) em 2016, para R\$23.998 milhões. Nossas receitas operacionais brutas refletem principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão de nossas oito subsidiárias de distribuição, bem como a receita de TUSD a partir do uso de nossa rede por consumidores cativos e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme mostrado abaixo. Nossa receita operacional bruta também reflete as vendas para Consumidores Livres em categorias comerciais e industriais.

As tarifas das empresas de distribuição são ajustadas a cada ano, em percentuais específicos para cada categoria de consumidores. O mês em que o reajuste tarifário entra em vigor varia, impactando tanto o ano em que ocorre o reajuste tarifário quanto o ano seguinte. O ajuste nas maiores subsidiárias ocorreu em abril (CPFL Paulista), junho (RGE) e outubro (CPFL Piratininga). A RGE Sul, que está incluída em nossas demonstrações de resultado consolidadas desde 01 de novembro de 2016, tem seu reajuste tarifário anual em abril.

Em 2016, os preços de energia elétrica reduziram em média 0,8%, principalmente devido: (i) adoção da bandeira tarifária verde na maior parte de 2016, levando a uma redução da tarifa média quando comparada a bandeira tarifária vermelha aplicada na maior parte de 2015; (ii) o efeito positivo combinado dos ajustes tarifários de 2016 e 2016 (Reajuste Tarifário Anual – RTA ou Revisão Tarifária

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Periódica – RTP, uma vez que não há Reajuste Anual no ano de Revisão Periódica) para nossas distribuidoras (discutidas no item 10.2.b). Os preços médios gerais nas vendas para Consumidores Finais em 2016 foram mais altos para todas as classes de consumo:

- **Consumidores residenciais e comerciais.** Com relação aos consumidores cativos, que representam 99,1% da quantidade total vendida a essas categorias em nossas demonstrações consolidadas, os preços médios aumentaram 3,5% para os residenciais e 3,8% para os comerciais, devido aos reajustes tarifários anuais, como descritos acima. Com relação aos Consumidores Livres, que compreendem somente consumidores comerciais, o preço médio diminuiu 2,9%.
- **Consumidores industriais.** Os preços médios aumentaram 0,5% para os consumidores cativos, principalmente devido a reajustes tarifários e a bandeira verde durante a maior parte de 2016, conforme descrito acima. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para os consumidores industriais diminuiu 1,9%. A queda no preço médio para os consumidores industriais deveu-se a redução das tarifas em função dos reajustes tarifários anuais dos contratos para a utilização do nosso sistema de distribuição (TUSD) por Consumidores Livres.

O volume total de energia vendido a consumidores finais em 2016 apresentou um aumento de 3,3% em comparação a 2015. Esse aumento representa o efeito combinado de:

- (i) um aumento de 33,5% (ou 1.638 GW) no volume de energia vendida aos Consumidores Livres Convencionais (impulsionados por aumentos de 1.210 GW para consumidores industriais e 421 GW para consumidores comerciais) pelas nossas subsidiárias de comercialização, como resultado da migração de Consumidores Cativos para a categoria "Consumidores Livres";
- (ii) um aumento de 405 GW no volume de energia proveniente de fontes renováveis vendidas a Consumidores Especiais Livres (aqueles consumidores cuja demanda de energia contratada entre 500 kV e 3 MW, que só podem comprar energia a partir de fontes renováveis);
- (iii) a inclusão das operações de distribuição da RGE Sul em nossos resultados consolidados nos dois últimos meses de 2016, o que resultou em um aumento de 1.141 GW, em comparação com nenhuma contribuição em 2015;

Esses efeitos foram compensados, em parte, pela redução de 4,2% (ou 1.686 GW) do volume vendido por nossas subsidiárias de distribuição (exceto a RGE Sul, conforme discutido acima) para Consumidores Cativos, principalmente no segmento industrial (1.097 GW) e comerciais (557 GW), devido à migração de alguns desses consumidores para a categoria "Consumidor Livre".

O volume vendido às categorias residencial e comercial, que representam 65,8% de nossas vendas a consumidores finais, aumento 1,9% (ou 308 GW) e 5,0% (ou 461 GW), respectivamente. Os aumentos dessas categorias foram devidos a:

- **Residencial:** (i) a inclusão das operações de distribuição da RGE Sul nos nossos resultados consolidados nos dois últimos meses de 2016, o que levou a um aumento de 426 GW vendidos a consumidores residenciais, em comparação com nenhum volume em 2015; (ii) compensado parcialmente por uma redução de 0,7% (ou 118 GW) do volume vendido por nossas subsidiárias de distribuição (excluindo RGE Sul) para a categoria residencial, devido ao aumento do desemprego, diminuição dos rendimentos reais e aumento da eletricidade Tarifas.
- **Comercial:** (i) aumento de 421 GW no volume de energia vendida para a categoria comercial pelas nossas subsidiárias de comercialização, em função da migração de consumidores cativos para o mercado livre; (ii) aumento de 405 GW no volume de energia proveniente de fontes renováveis vendidas a consumidores comerciais que optaram por Consumidores Livres Especiais, cuja demanda de energia contratada está entre 500 kV e 3 MW e estão autorizados a comprar energia apenas a partir de fontes renováveis; (iii) a inclusão das operações de distribuição da RGE Sul nos nossos resultados consolidados nos dois últimos meses de 2016, o que resultou em um aumento de 191 GW vendidos a consumidores comerciais, em comparação com nenhum volume em 2015; E (iv) parcialmente compensado por uma redução de 6,2% (ou 557 GW) de energia vendida a consumidores comerciais por nossas subsidiárias de distribuição, refletindo a migração de alguns consumidores do cativo para o mercado livre, bem como o impacto de fatores macroeconômicos como o aumento do desemprego.

O volume vendido ao consumidor industrial em 2016, que representa 22,0% de nossas vendas para consumidores finais (comparado a 23,6% em 2015), aumentou 2,1% em comparação ao ano de 2015.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

O volume vendido para consumidores cativos nesta categoria reduziu 11,5%, que representa o efeito líquido de uma diminuição de 1.097 GW relacionada às nossas subsidiárias de distribuição (exceto a RGE Sul), compensada parcialmente por 162 GW vendidos pela RGE Sul nos dois últimos meses de 2016 (em comparação a nenhum volume vendido em 2015). A queda líquida reflete a migração dos consumidores industriais do mercado cativo para o mercado livre. Em relação aos Consumidores Livres, os volumes vendidos aumentaram 26,2% (ou 1.210 GW), refletindo a mesma migração de consumidores, bem como melhorias nas condições econômicas brasileiras durante 2016.

Suprimento de energia elétrica

Comparado a 2015, nossas receitas operacionais brutas das vendas para atacadistas diminuíram 1,2% (ou R\$ 41 milhões) para R\$ 3.496 milhões em 2016 (11,4% das nossas receitas operacionais brutas), devido principalmente a uma redução de 26,7% (ou R\$ 233 milhões) das vendas de energia de curto prazo, devido à redução nas tarifas médias praticadas apesar de um aumento de 43,9% na quantidade de energia vendida, compensado (i) pelo aumento de 6,6% (ou R\$ 148 milhões) em vendas de energia a outras concessionárias e permissionárias, o que representa o efeito líquido de um aumento de 15,0% no volume de energia vendida e uma diminuição de 7,2% do preço médio, e (ii) aumento de 9,9% (ou R\$ 48 milhões) no suprimento de energia elétrica para Furnas devido a um aumento de 9,6% no preço médio praticado com a quantidade de energia vendida relativamente estável.

Outras receitas operacionais

Conforme mencionado acima, a partir de 2016 a linha do Resultado "Atualização do Ativo Financeiro da Concessão" (que está relacionado ao segmento de Distribuição) foi incluída em Outras receitas operacionais, dentro da Receita operacional líquida, juntamente com outras receitas relacionadas a atividade principal dos ativos. Este item era previamente apresentado como parte do Resultado financeiro líquido. Informações de 2014 e 2015 foram reapresentadas para refletir esta reclassificação a apresentação.

Comparado a 2015, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de TUSD de consumidores cativos) apresentaram redução de 55,0% (ou R\$ 3.901 milhões) em 2016, para R\$ 3.189 milhões (10,4% das nossas receitas operacionais brutas), devido principalmente:

- (i) uma variação negativa de R\$ 4.601 milhões na receita de ativo e passivo financeiro setorial, o que representou uma despesa de R\$ 2.095 milhões em 2016 em comparação com uma receita de R\$ 2.507 milhões em 2015. Esta despesa reflete as diferenças temporárias entre os custos orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) incluídos na tarifa no início do período tarifário e aquelas efetivamente incorridas ao longo do período de vigência da tarifa, constituindo um direito de pagar ou receber dos consumidores através de tarifas subsequentes ou de pagar ou receber da autoridade concedente os montantes remanescentes à expiração da concessão. Isto leva a um ajuste para reconhecer a futura diminuição (ou aumento) das tarifas para levar em conta custos mais baixos (ou adicionais) no ano corrente, sendo esse ajuste reconhecido como um item positivo (ou negativo) de receita. A redução desse item em 2016 foi impulsionada principalmente por uma redução de R\$ 930 milhões em contribuições para a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, um decréscimo de R\$ 752 milhões referentes a custos de energia elétrica e uma redução de R\$ 731 milhões relativa ao repasse através de Itaipu. Para mais informações, vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas e auditadas; e
- (ii) a redução de R\$ 207 milhões na receita de atualização do ativo financeiro de concessão (vide notas 2.7 e 3.1 das nossas demonstrações financeiras consolidadas).

Estas reduções foram parcialmente compensadas por:

- (i) aumento de 41,4% (ou R\$ 370 milhões) nas receitas de subvenção baixa renda e descontos tarifários com recursos da conta CDE (vide nota 27.4 de nossas demonstrações financeiras);
- (ii) aumento de 29,4% (ou R\$ 307 milhões) na receita de construção de infraestrutura de concessão; e

10.2 - Resultado operacional e financeiro

- (iii) um aumento de 8,4% (ou R\$ 159 milhões) na receita de TUSD pela utilização de nossa rede por consumidores livres que compram energia de outros geradores devido ao reajuste anual dos contratos.

Deduções das receitas operacionais

Deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS) é calculado com base na receita bruta de venda para consumidores finais (fornecimento faturado); o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta total, e os programas de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida, enquanto outros encargos setoriais podem variar dependendo da tarifa ou da quota determinada pela ANEEL. Estas deduções representaram 37,9% de nossa receita operacional bruta em 2016 e 39,9% em 2015. Comparado a 2015, essas deduções decresceram 14,8% (ou R\$ 2.031 milhões) atingindo R\$ 11.672 milhões em 2016, principalmente devido: (i) a um redução de R\$ 1.366 milhões em receitas de bandeira tarifária reconhecidas, a serem repassados para a Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária, geridos pela CCEE; (ii) redução de R\$ 609 milhões das contribuições para a Conta CDE, como resultado das novas quotas definidas pela ANEEL em 2016 (vide nota 27.6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas); e (iii) uma redução de 10,9% (ou R\$ 323 milhões) do PIS e COFINS, basicamente devido à redução em nossa receita operacional bruta (base de cálculo desses impostos). Essas reduções foram parcialmente compensadas por um aumento de 5,3% (ou R\$ 249 milhões) em ICMS, como resultado do aumento em nosso fornecimento faturado.

Vendas por segmento

Distribuição

Comparado a 2015, nossas receitas operacionais líquidas do nosso segmento de distribuição apresentaram uma redução de 11,4% (ou R\$ 1.928 milhões) atingindo R\$ 15.040 milhões em 2016. Essa redução refletiu principalmente a diminuição de R\$ 4.011 milhões de nossa receita operacional bruta, devido basicamente pela:

- (i) variação negativa de R\$4.601 milhões na receita de ativo e passivo financeiro setorial, que representou uma despesa de R\$ 2.095 milhões em 2016 em comparação com uma receita de R\$ 2.507 milhões em 2015 (vide "outras receitas operacionais" acima);
- (ii) redução de R\$ 207 milhões na receita de atualização do ativo financeiro da concessão (vide "outras receitas operacionais" acima); e
- (iii) redução de R\$ 56 milhões em receita de suprimento de energia, impulsionada por uma queda de 49,6% no preço médio da energia vendida no mercado spot, apesar de significativo aumento no volume de energia vendida;

parcialmente compensado pelo:

- (i) aumento de R\$ 370 milhões relacionado a subsídios de baixa renda e descontos em tarifas reembolsadas pelos recursos da Conta CDE;
- (ii) aumento de R\$ 295 milhões em receita de construção da infraestrutura da concessão;
- (iii) aumento de R\$ 160 milhões na receita de TUSD pela utilização de nossa rede por Consumidores Livres que compram energia elétrica de outros fornecedores; e
- (iv) aumento de 0,6% (ou R\$ 136 milhões) na receita de vendas a consumidores finais, devido principalmente ao efeito combinado da contribuição de R\$ 677 milhões da RGE Sul nos dois últimos meses de 2016 e do reajuste positivo médio nas tarifas de Consumidores Residenciais de R\$ 218 milhões, parcialmente compensado por uma redução de R\$ 751 milhões em relação aos

10.2 - Resultado operacional e financeiro

consumidores comerciais e industriais, devido principalmente à migração de alguns desses consumidores do mercado cativo para o mercado livre.

Esses efeitos negativos sobre a receita operacional bruta de nosso segmento de distribuição foram parcialmente compensados por uma redução de 15,6% (ou R\$ 2.083 milhões) em deduções de receitas operacionais, devido principalmente pela (i) redução de 76,1% (ou R\$ 1.366 milhões) relativos às receitas de bandeiras tarifárias reconhecidos, a ser repassado para a Conta Centralizadora Recursos das Bandeiras Tarifárias, gerida pela CCEE; (ii) redução de 15,4% (ou R\$ 609 milhões) da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE devido a novas quotas definidas pela ANEEL para 2016 (ver nota 27.6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais); e (iii) uma redução de 13,8% (ou R\$ 367 milhões) em PIS e COFINS, devido basicamente a redução da receita operacional bruta (base de cálculo desses tributos). Estas reduções foram parcialmente compensadas por um aumento de 5,4% (ou R\$ 247 milhões) em ICMS, como resultado do aumento de nosso fornecimento faturado.

Geração (fontes convencionais)

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de geração de fontes convencionais em 2016 totalizaram R\$ 1.003 milhões, um aumento de 2,0% (ou R\$ 20 milhões) comparada a R\$ 984 milhões em 2015. Essa redução deveu-se principalmente ao aumento de 9,9% (ou R\$ 48 milhões) na receita de vendas para Furnas (substancialmente por conta do preço), parcialmente compensada por (i) uma redução de 4,5% (ou R\$ 26 milhões) na receita de vendas para nossas subsidiárias de distribuição, o que representa o efeito líquido de uma redução de 15,2% no volume vendido, compensado pelo aumento nos preços médios da energia vendida; e (ii) um aumento de 5,8% (ou R\$ 5 milhões) nas deduções fiscais de PIS e COFINS decorrentes do aumento da receita operacional bruta do segmento (base de cálculo desses impostos).

Geração (fontes renováveis)

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de geração de fontes renováveis em 2016 totalizaram R\$ 1.673 milhões, um aumento de 4,7% (ou R\$ 75 milhões) comparado a R\$ 1.598 milhões em 2015. Esse aumento deveu-se principalmente pelo (i) aumento de R\$ 90 milhões na receita de consumidores livres no setor Comercial, para R\$ 96 milhões contra R\$ 6 milhões em 2015, impulsionado principalmente pela migração de consumidores especiais livres cativos, compensado por uma diminuição dos preços médios de venda; e (ii) aumento de 4,5% (ou R\$ 70 milhões) na receita de vendas para outras concessionárias e permissionárias, impulsionado pelos aumentos nos preços médios de venda.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por: (i) uma redução de 56,7% (ou R\$ 56 milhões) na receita de energia vendida no mercado spot, impulsionada por uma queda significativa nos preços médios de venda, apesar de um aumento de 14,8% em nosso volume de energia vendido; (ii) redução de 58,1% (ou R\$ 20 milhões) em outras receitas operacionais em 2016, devido principalmente ao fato de que 2015 inclui R\$ 29 milhões referente ao reconhecimento de receita de seguros pagos à CPFL Bio Pedra e CPFL Coopcana; e (iii) aumento de 6,6% (ou R\$ 6 milhões) das deduções fiscais de PIS e COFINS decorrentes do aumento da receita operacional bruta do segmento (base de cálculo desses impostos).

O aumento do volume de energia vendido tanto para consumidores livres como no mercado livre reflete o início das operações de Campos de Ventos e Complexo Eólico de São Benedito, ocorridos em abril e julho de 2016, respectivamente.

Comercialização

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de comercialização em 2016 totalizaram R\$ 2.087 milhões, um aumento de 16,0% (ou R\$ 288 milhões) comparado a R\$ 1.799 milhões em 2015. O aumento deveu-se principalmente a (i) um aumento de 23,9% (ou R\$ 254 milhões) na receita de venda para consumidores livres industriais, refletindo um aumento de 26,2% no volume de energia vendida; (ii) um aumento de 212,8% (ou R\$ 97 milhões) na receita de venda para consumidores livres comerciais, impulsionado por um aumento de 222,3% no volume de energia vendida; e (iii) aumento de R\$ 57

10.2 - Resultado operacional e financeiro

milhões em outras receitas operacionais, refletindo o recebimento de indenização de empresas de geração que não entregaram os volumes de energia contratados para 2016.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por: (i) uma redução de 63,6% (ou R\$ 101 milhões) na receita de vendas no mercado livre, impulsionada pela queda de 45,7% no volume de energia vendida; e (ii) aumento de 16,4% (ou R\$ 30 milhões) nas deduções de PIS e COFINS das receitas operacionais, devido principalmente ao aumento da receita operacional bruta do segmento (base de cálculo desses impostos).

Serviços

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de serviços em 2016 totalizaram R\$ 400 milhões, um aumento de 35,9% (ou R\$ 106 milhões) comparada a R\$ 295 milhões em 2015. Esse aumento foi devida principalmente: (i) ao aumento de R\$ 67 milhões em receitas de contrato de construção; (ii) aumento de R\$ 35 milhões em receitas de serviços de terceirização administrativa e de TI; e (iii) aumento de R\$ 28 milhões em receitas de aluguel de ativos de geração e de serviços de consultoria e gestão relacionados a melhorias na eficiência energética. Estes aumentos foram parcialmente compensados por: (i) a redução de R\$ 19 milhões em receitas de serviços de cobrança de nossa subsidiária CPFL Total; e (ii) um aumento de 53,8% (ou R\$ 9 milhões) nas deduções fiscais de PIS e COFINS das receitas operacionais, principalmente devido ao aumento de nossas receitas operacionais brutas (base de cálculo desses impostos).

Resultado do Serviço de Energia Elétrica consolidado

Custo de Energia Elétrica

Energia comprada para revenda. Comparado a 2015, nossos custos de compra de energia comprada para revenda diminuíram 16,9% (ou R\$ 1.998 milhões) em 2016 para R\$ 9.849 milhões (59,4% de nossos custos e despesas operacionais totais) em comparação com R\$ 11.847 (Representando 66,0% do total de nossos custos operacionais e despesas operacionais), devido principalmente pela redução de 23,8% no preço médio, reflexo:

- (i) de uma redução de R\$ 844 milhões na compra de energia de Itaipu, decorrente da redução de 31,0% no preço médio da energia comprada, causada pela queda de 32,3% da tarifa (que é estabelecida anualmente pela ANEEL em US\$/kW) e pela desvalorização média de 4,3% do real em relação ao dólar em 2016, compensado por uma aumento de 2,3% no volume de energia comprada;
- (ii) uma redução de 72,5% (ou R\$ 711 milhões) no custo de energia comprada no mercado livre, impulsionado por uma redução de 43,7% na quantidade de energia comprada; e
- (iii) (iii) redução de 7,1% (ou R\$ 655 milhões) no custo de energia adquirida no mercado regulado, refletindo aumento de 15,5% na quantidade de energia comprada, compensado pela redução nos preços médios de compra de energia.

Essas reduções foram parcialmente compensadas por uma redução de R\$ 209 milhões (ou 17,1%) dos créditos tributários de PIS e COFINS relativos a compras de energia.

Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição. Comparado a 2015, nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram uma diminuição de 7,8% (ou R\$ 114 milhões) para R\$ 1.351 milhões em 2016, principalmente devido (i) a redução de R\$ 193 milhões com Encargos de Serviço do Sistema - ESS; e (ii) a redução de R\$ 13 milhões com Encargos da Rede Básica; que foram parcialmente compensados (i) por um aumento de R\$ 54 milhões com Encargos de Energia de Reserva – EER; (ii) aumento de R\$ 29 milhões em Encargos de Conexão; e (iii) redução de R\$ 11 milhões em créditos tributários referentes a encargos de uso da rede (o que representa um aumento nas tarifas de uso da rede elétrica). Para maiores informações, vide nota 28 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Outros custos e despesas operacionais

Nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, custo dos serviços prestados para terceiros, custos relativos à construção de infraestrutura de concessão e despesas de vendas, gerais e administrativas.

Comparado a 2015, nossos outros custos e despesas operacionais apresentaram aumento de 16,1% (ou R\$ 747 milhões) para R\$ 5.389 milhões em 2016, devido principalmente aos seguintes eventos: (i) aumento de 29,4% (ou R\$ 307 milhões) em despesas relacionadas à construção da infraestrutura da concessão; (ii) um aumento de 16,5% (ou R\$ 155 milhões) de despesas com pessoal, refletindo o aumento dos custos devido ao acordo coletivo e um aumento de 33,6% no número de funcionários no final do ano, embora isso se deva principalmente à aquisição da RGE Sul tendo impactado apenas as despesas em novembro e dezembro; (iii) aumento de 16,5% (ou R\$ 92 milhões) de despesas com serviços de terceiros; (iv) aumento de R\$ 67 milhões em despesas relacionadas à desativação e alienação de ativos; (v) aumento de 6% (ou R\$ 59 milhões) nas despesas de depreciação e amortização; (vi) aumento de 35,7% (ou R\$ 50 milhões) no consumo de materiais; e (vii) aumento de 39% (ou R\$ 49 milhões) na provisão para créditos de liquidação duvidosa.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por: (i) uma redução de 31% (ou R\$ 82 milhões) em despesas legais, judiciais e de indenização; e (ii) redução de 15,7% (ou R\$ 48 milhões) nas despesas relativas a amortização do Ativo Intangível da Concessão.

Resultado do Serviço de Energia Elétrica

Comparado a 2015, nosso resultado do serviço reduziu 4,6% (ou R\$ 122 milhões) para R\$ 2.523 milhões em 2016, uma vez que a redução da nossa receita operacional líquida (ou R\$ 1.491 milhões) foi maior que a redução em nossos custos de geração e distribuição de energia elétrica e outros custos e despesas operacionais (ou R\$ 1.368 milhões).

Resultado do Serviço de Energia Elétrica por Segmento

Distribuição

Comparado a 2015, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de distribuição diminuiu 19,5% (ou R\$ 303 milhões) para R\$ 1.254 milhões em 2016. Conforme discutido acima, a receita operacional líquida diminuiu em 11,4% (ou R\$ 1.928 milhões) enquanto os custos e despesas operacionais relacionados ao segmento de distribuição diminuíram 10,5% (ou R\$ 1.625 milhões). Os principais fatores que contribuíram para as variações de custos e despesas operacionais foram:

Custos com energia elétrica: em comparação a 2015, os custos com energia elétrica apresentaram redução de 18,3% (ou R\$ 2.187 milhões), para R\$ 9.760 milhões em 2016. O custo da energia comprada para revenda diminuiu 19,6% (ou R\$ 2.065 milhões), refletindo (i) uma redução de 29,4% (ou R\$ 844 milhões) na compra de energia elétrica de Itaipu, conforme descrito acima; (ii) uma redução de 10,2% (ou R\$ 805 milhões) no custo de energia adquirida no mercado regulado, refletindo um aumento de 11,8% na quantidade de energia comprada, mais que compensado pela redução dos preços praticados; e (iii) uma redução de 74,4% (ou R\$ 628 milhões) no custo de energia comprada no mercado livre e através do PROINFA, impulsionado por uma redução de 60,5% na quantidade de energia comprada. Estas reduções foram parcialmente compensadas por uma redução de 19,6% (ou R\$ 211 milhões) de créditos tributários de PIS e COFINS relacionados a compras de energia.

Adicionalmente os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição diminuíram 8,8% (ou R\$ 122 milhões), principalmente devido: (i) a uma redução de 34,5% (ou R\$ 191 milhões) nos custos dos Encargos de Serviço do Sistema; e (ii) redução de R\$ 16 milhões no custo da Rede Básica. Essas diminuições nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição foram parcialmente compensadas por: (i) aumento de 95,2% (ou R\$ 52 milhões) dos custos com Energia de Reserva; (ii) aumento de 32,6% (ou R\$ 19 milhões) em custos de Encargos de Conexão; e (iii) uma redução de 8,2% (ou R\$ 11 milhões) em créditos tributários relativos a encargos de uso da rede (o que representa um aumento nos encargos de utilização da rede elétrica).

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Outros custos e despesas operacionais. Comparado a 2015, nossos outros custos e despesas operacionais no segmento de distribuição apresentaram aumento de 16,2% (ou R\$ 562 milhões) para R\$ 4.026 milhões em 2016, devido principalmente: (i) a um aumento de 29,3% (ou R\$ 295 milhões em custos de construção de infraestrutura da concessão; e (ii) a um aumento de 24,2% (ou R\$ 128 milhões) de despesas com serviços de terceiros; (iii) um aumento de 11,3% (ou R\$ 74 milhões) nas despesas de pessoal devido ao impacto do acordo coletivo negociado e um aumento de 52,2% no número de empregados neste segmento no final do ano, principalmente devido à aquisição da RGE Sul tendo impactado apenas as despesas em novembro e dezembro; (iv) um aumento de 38,4% (ou R\$ 47 milhões) na provisão para créditos de liquidação duvidosa; (v) um aumento de 7,8% (ou R\$ 36 milhões) em despesas de depreciação e amortização; (vi) aumento de 30,3% (ou R\$ 29 milhões) nas despesas com consumo de materiais; (vii) aumento de 93,1% (ou R\$ 26 milhões) de despesas relacionadas a perdas na desativação e alienação de ativos não circulantes; e (viii) aumento de 46,2% (ou R\$ 15 milhões) em despesas com taxas regulamentares. Esses aumentos foram parcialmente compensados por uma redução de 21,1% (ou R\$ 52 milhões) em despesas legais, judiciais e de indenização.

Geração (fontes convencionais)

Comparado a 2015, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração convencional aumentou 23,7% (ou R\$ 129 milhões) para R\$ 672 milhões em 2016. Esse aumento se deu principalmente em razão do aumento de 2,0% (ou R\$ 20 milhões) na receita operacional líquida, conforme discutido na sessão "Vendas por Segmentos" acima, combinado com a redução de 24,9% (ou R\$ 110 milhões) nos custos e despesas operacionais, devido principalmente a uma redução de R\$ 127 milhões com energia comprada para revenda decorrente principalmente da redução de 30,2% na quantidade de energia comprada combinada com os menores preços praticados em relação a 2015, parcialmente compensada com o aumento de 7,2% (ou R\$ 16 milhões) de outros custos e despesas operacionais devido principalmente (i) ao reconhecimento da despesa de R\$ 7 milhões com a amortização dos custos do GSF (vide nota 29 às nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas); e (ii) aumento de R\$ 5 milhões (ou 30,0%) milhões em despesas com arrendamento e alugueres de ativo.

Geração (fontes renováveis)

Comparado a 2015, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração de fontes renováveis apresentou redução de 4,5% (ou R\$ 21 milhões) para R\$ 440 milhões em 2016. Essa redução se deu principalmente ao aumento de 8,4% (ou R\$ 95 milhões) nos custos e despesas operacionais que superou o aumento de 4,5% (ou R\$ 75 milhões) da receita operacional líquida (conforme discutido na seção "Venda por Segmento" acima).

O aumento de custos e despesas operacionais reflete principalmente: (i) um aumento de R\$ 98 milhões em despesas com depreciação e baixas de ativos não circulantes, principalmente PCHs Aiuruoca (R\$ 40 milhões de provisão para perda de valor recuperável de ativo e baixa de R\$ 14 milhões), Cachoeira Grande (baixa de R\$ 7 milhões), Santa Cruz (baixa de R\$ 6 milhões), Campo dos Ventos IV (baixa de R\$ 4 milhões) e Eurus V (baixa de R\$ 4 milhões), somado ao fato de que, em 2015, reconhecemos um resultado positivo nesta rubrica de R\$ 24 milhões derivado da compensação por perda de ativos não circulantes referente a seguro pago às instalações de geração de biomassa CPFL Bio Pedra (R\$ 21 milhões) e CPFL Bioenergia (R\$ 3 milhões); (ii) aumento de 21,2% (ou R\$ 32 milhões) de despesas com serviços de terceiros; (iii) um aumento de 4,5% (ou R\$ 17 milhões) nas despesas de depreciação e amortização; (iv) um aumento de 21,8% (ou R\$ 12 milhões) em despesas de pessoal em decorrência do acordo coletivo; e (v) um aumento de 14,4% (ou R\$ 11 milhões) nas taxas de uso do sistema de transmissão e distribuição. Estes aumentos nos custos foram parcialmente compensados por uma redução de 62,2% (ou R\$ 89 milhões) no custo de energia comprada no mercado livre, impulsionada pela queda nos preços médios praticados.

Comercialização

Comparado a 2015, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de comercialização aumentou 27,1% (ou R\$ 34 milhões) para R\$ 159 milhões em 2016. Esse aumento foi devido ao efeito líquido do aumento de 16% (ou R\$ 288 milhões) da receita operacional líquida do segmento, conforme discutido na seção "Vendas por Segmento" acima, que superou o aumento de 15,2% (ou R\$ 254

10.2 - Resultado operacional e financeiro

milhões) de custos e despesas operacionais. O aumento de custos e despesas deveu-se principalmente a um aumento de 17,4% (ou R\$ 307 milhões) no custo de energia adquirida no mercado regulado, impulsionado por um aumento de 26,2% no volume de energia comprada parcialmente compensado pela redução no preço da energia comprada. Esse aumento foi parcialmente compensado por: (i) redução de 98,2% (ou R\$ 32 milhões) no custo de energia comprada no mercado livre, impulsionada pela redução dos preços médios praticados e redução de 22,8% no volume de energia adquirida; e (ii) um aumento de 15,3% (ou R\$ 25 milhões) em créditos de PIS e Cofins relacionados a compras de energia (o que representa um aumento nas tarifas de uso da rede elétrica).

Serviços

Comparado a 2015, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de serviço apresentou aumento de 113,5% (ou R\$ 35 milhões) para R\$ 65 milhões em 2016. Esse aumento se deu devido ao efeito líquido do aumento de 35,9% (ou R\$ 106 milhões) na receita operacional líquida, conforme discutido na seção "Vendas por Segmento" acima, que superou o aumento de 26,9% (ou R\$ 71 milhões) nos custos e despesas operacionais. O aumento dos custos e despesas deveu-se, principalmente, a: (i) aumento de R\$ 41 milhões em despesas com pessoal, em função do aumento do número de empregados e do acordo coletivo negociado; e (ii) aumento de R\$ 29 milhões nas despesas com consumo de materiais.

Lucro líquido Consolidado

Despesa Financeira Líquida

Em comparação a 2015, nossa despesa financeira líquida aumentou 3,2% (ou R\$ 46 milhões), passando de R\$ 1.408 milhões em 2015 para R\$ 1.453 milhões em 2016, devido principalmente a um aumento de R\$ 103 milhões em nossas despesas financeiras, compensado por um aumento de R\$ 57 milhões em nossas receitas financeiras.

Os motivos do aumento nas despesas financeiras são: (i) aumento de 5% (ou R\$ 86 milhões) de encargos da dívida; (ii) aumento de R\$ 24 milhões em decorrentes da atualização de passivo financeiro setorial; e (iii) aumento de 2,4% (ou R\$ 17 milhões) em atualizações monetárias e cambiais. Estes aumentos nas despesas financeiras foram parcialmente compensados por um aumento de 49,4% (ou R\$ 23 milhões) em custos de empréstimos capitalizados, que é contabilizado como uma redução nas despesas financeiras.

O aumento na receita financeira deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento de 41,2% (ou R\$ 195 milhões) na receita de aplicações financeiras; (ii) aumento de 14% (ou R\$ 30 milhões) de juros e multa; e (iii) aumento de 21,6% (ou R\$ 26 milhões) com atualizações monetárias e cambiais, que foram parcialmente compensados por (i) uma redução de 79,9% (ou R\$ 130 milhões) na receita de atualização de passivo financeiros setorial (vide nota 8 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas); (ii) uma redução de 58,4% (ou R\$ 49 milhões) na receita de atualização de depósitos judiciais; e (iii) redução de R\$ 25 milhões em atualização de créditos tributários.

Em 31 de dezembro de 2016, nosso endividamento em reais somou R\$ 16.452 milhões (ou R\$ 14.793 milhões em 2015), sobre o qual incidem juros e inflação, calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro brasileiro. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 14% em 2016, comparado a 13,2% em 2015, e a TJLP aumentou para 7,5% em 2016, em comparação com 7,0% em 2015. Possuíamos ainda o equivalente a R\$ 5.502 milhões (ou R\$ 6.940 milhões em 2015) de endividamento em dólares norte-americanos. A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento em dólares norte-americanos 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

Nosso encargo líquido do imposto de renda e contribuição social passou para R\$ 501 milhões em 2016 comparado com R\$ 579 milhões em 2015. A alíquota efetiva de 36,3% sobre o lucro antes dos tributos em 2016, foi maior do que a alíquota oficial de 34%, devido principalmente à impossibilidade de registro de alguns prejuízos fiscais. Tais créditos não constituídos correspondem ao prejuízo gerado para o qual,

10.2 - Resultado operacional e financeiro

neste momento, não há razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para à sua absorção (ver nota 9.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas).

Lucro líquido

Comparado a 2015 e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou aumento de 0,4% (ou R\$ 4 milhões), para R\$ 879 milhões em 2016.

Lucro Líquido por Segmento

Em 2016, 46,3% do nosso lucro líquido foi resultado de nosso segmento de distribuição, 57,4% do nosso segmento de geração de fontes convencionais, -16,0% do nosso segmento de geração de fontes renováveis, 12,8% de nosso segmento de comercialização, 6,1% de nosso segmento de serviços e - 6,6% de outros segmentos.

Distribuição

Comparado a 2015, o lucro líquido do segmento de distribuição diminuiu 34,9% (ou R\$ 219 milhões), para R\$ 407 milhões em 2016, principalmente devido a diminuição de 19,5% (R\$ 303 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica e um aumento de 6,7% (ou R\$ 35 milhões) das despesas financeiras líquidas, parcialmente compensado pela diminuição de 28,7% (ou R\$ 119 milhões) em imposto de renda e contribuição social.

O aumento nas despesas financeiras líquidas foi devido principalmente:

- um aumento de R\$ 75 milhões nas despesas financeiras, devido basicamente ao aumento de R\$ 108 milhões com encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais decorrentes de maior endividamento, parcialmente compensado por uma redução de R\$ 31 milhões em outras despesas financeiras, principalmente juros sobre empréstimos com partes relacionadas e impostos sobre operações Financeiras – IOF); parcialmente compensado por:
- um aumento de R\$ 41 milhões nas receitas financeiras, principalmente devido: (i) a um aumento de 126,5% (ou R\$ 207 milhões) na receita de aplicações financeiras; e (ii) aumento de 13,6% (ou R\$ 29 milhões) de juros e multas, parcialmente compensados por: (i) uma redução de 79,6% (ou R\$ 130 milhões) em atualização de passivos financeiros setorial (vide nota 8 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas); e (ii) uma redução de 56,6% (ou R\$ 48 milhões) em atualização de depósitos judiciais.

Geração (fontes convencionais)

Comparado a 2015, o lucro líquido do nosso segmento de geração de fontes convencionais aumentou 78,5% (ou R\$ 222 milhões), para R\$ 505 milhões em 2016, comparado a R\$ 283 milhões em 2015, refletindo (i) o aumento de 23,7% (ou R\$ 129 milhões) no resultado do serviço; (ii) aumento de 43,6% (ou R\$ 95 milhões) na receita de participações societárias de controladas em conjunto (vide nota 13 de nossas demonstrações financeiras) e (iii) uma redução de 13,6% R\$ 60 milhões nas despesas financeiras líquidas, compensados parcialmente por um aumento de 162,3% (ou R\$ 61 milhões) nas despesas com imposto de renda e contribuição social. A redução nas despesas financeiras líquidas reflete: o aumento de 102,9% (ou R\$ 52 milhões) na receita de aplicações financeiras, e (ii) a um aumento de 106,1% (ou R\$ 35 milhões) em atualizações monetárias e cambiais positivas, parcialmente compensado por um aumento de R\$ 13 milhões em encargos da dívida e atualizações monetárias e cambiais negativas, devido principalmente ao aumento do nosso nível de endividamento.

Geração (fontes renováveis)

Comparado a 2015, o prejuízo líquido de nossa geração do segmento de fontes renováveis aumentou 150,1% (ou R\$ 85 milhões) para R\$ 141 milhões em 2016, em comparação ao prejuízo líquido de R\$ 56 milhões em 2015, como resultado da redução de 4,5% (ou R\$ 21 milhões) nas receitas do serviço de energia elétrica, e um aumento de 14,3% (ou R\$ 67 milhões) nas despesas financeiras líquidas, parcialmente compensado por uma redução de R\$ 3 milhões nas despesas de imposto de renda e contribuição social. O aumento nas despesas financeiras líquidas foi devido principalmente do aumento

10.2 - Resultado operacional e financeiro

de R\$ 92 milhões em encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais, compensada por um aumento de R\$ 22 milhões em juros de empréstimos capitalizados.

Comercialização

Comparado a 2015, o lucro líquido de nosso segmento de comercialização aumentou 27,5% (ou R\$ 24 milhões), para R\$ 112 milhões em 2016, refletindo um aumento de 27,1% (ou R\$ 34 milhões) no resultado do serviço e pequena redução de R\$ 2 milhões no resultado financeiro líquido, compensado principalmente por um aumento de R\$ 12 milhões na despesa de imposto de renda e contribuição social.

Serviços

Comparado a 2015, o lucro líquido de nosso segmento de serviços aumentou 4,2% (ou R\$ 2 milhões), para R\$ 54 milhões em 2016, refletindo (i) um aumento de 113,5% (ou R\$ 35 milhões) no resultado do serviço, parcialmente compensada por uma redução de R\$ 37 milhões em rendas de aplicações financeiras. As despesas de imposto de renda e contribuição social diminuíram em R\$ 1 milhão.

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

Tarifas Reguladas de Distribuição

O resultado das operações é afetado significativamente por mudanças nas tarifas reguladas de energia elétrica. Mais especificamente, a maior parte da receita é derivada da venda de energia elétrica para Consumidores Finais cativos com base em tarifas reguladas. Em 2017, as vendas para consumidores cativos representaram 65,9% da quantidade de energia elétrica vendida e 59,5% da nossa receita operacional, em comparação com 67,9% e 78,8%, respectivamente, em 2016. Essas proporções podem diminuir se os clientes migrarem da situação de Consumidores Finais cativos para Consumidores Livres.

As receitas operacionais e margens dependem substancialmente do processo de revisão das tarifas, e a administração empenha-se em manter um relacionamento construtivo com a ANEEL, com o governo e com os demais participantes do mercado, para que o processo de revisão de tarifas reflita adequadamente os interesses dos consumidores e acionistas.

Reajuste Tarifário Anual

Em 31 de dezembro de 2017 foi aprovado por Assembleia Geral Extraordinária ("AGE") o agrupamento das controladas (Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz, Força de Mococa e Companhia Jaguari de Energia, juntas como concessionária agrupada). De acordo com a Resolução Normativa nº 716, de 3 de maio de 2016, até a primeira revisão tarifária da concessionária agrupada, que se dará em março de 2021, a ANEEL poderá aplicar procedimento que parcele ao longo do tempo a variação das tarifas das antigas concessões e a tarifa unificada. Tal se dará no reajuste tarifário de março de 2018.

Os aumentos de tarifas se aplicam de maneira diferenciada para cada classe de consumidores, havendo, em geral, aumentos maiores para consumidores atendidos em tensões mais elevadas, de modo a reduzir os efeitos de subsídios, que foram historicamente concedidos a esses consumidores e que foram em sua maioria eliminados em 2007. A tabela a seguir apresenta o aumento médio em termos percentuais de cada reajuste anual a partir de 2013. O aumento percentual das tarifas deve ser avaliado à luz da taxa da inflação brasileira.

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	RGE Sul	CPFL Santa Cruz	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari
2014									
Reposic. econômico ⁽¹⁾	14,56%	15,81%	18,83%	(6)	9,89%	2,00%	-4,74%	-3,16%	1,17%
Componentes financeiros ⁽²⁾	2,62%	3,92%	2,99%	(6)	4,96%	-4,07%	-2,93%	-2,35%	-4,90%
Total	17,18%	19,73%	21,82%	(6)	14,86%	-2,07%	-7,67%	-5,51%	-3,73%
2015									
Reposic. econômico ⁽¹⁾	37,31%	40,22% ⁽⁴⁾	-8,07%	(6)	22,01%	28,90%	28,82%	30,24%	40,07%
Componentes financeiros ⁽²⁾	4,14%	16,15% ⁽⁴⁾	4,31%	(6)	12,67%	-5,55%	-8,02%	-5,36%	-1,61%
Total	41,45%	56,37% ⁽⁴⁾	-3,76%	(6)	34,68%	23,34%	20,80%	24,88%	38,46%
2016									
Reposic. econômico ⁽¹⁾	-0,29%	-5,35%	-0,67%	(6)	11,59% ⁽⁵⁾	11,90% ⁽⁵⁾	17,01% ⁽⁵⁾	16,89% ⁽⁵⁾	17,01% ⁽⁵⁾
Componentes financeiros ⁽²⁾	10,18%	-7,19%	-0,81%	(6)	10,92% ⁽⁵⁾	4,67% ⁽⁵⁾	4,03% ⁽⁵⁾	7,46% ⁽⁵⁾	12,45% ⁽⁵⁾

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Total	9,89%	-12,54%	-1,48%	(6)	22,51% (5)	16,57% (5)	21,04% (5)	24,35% (5)	29,46% (5)
2017									
Reajuste econômico(1)	2,13%	6,33%	2,37%	2,95%	1,37%	3,45%	3,18%	0,97%	3,88%
Componentes financeiros (2)	-2,93%	1,37%	1,21%	-3,15%	-2,65%	-1,80%	-2,41%	0,66%	-1,83%
Total	-0,80%	7,69%	3,57%	-0,20%	-1,28%	1,65%	0,77%	1,63%	2,05%
2018									
Reajuste econômico(1)	8,67%	(3)	(3)	11,57%	4,41%	(7)	(7)	(7)	(7)
Componentes financeiros(2)	4,01%	(3)	(3)	6,88%	1,30%	(7)	(7)	(7)	(7)
Reajuste Total	12,68%	(3)	(3)	18,45%	5,71%	(7)	(7)	(7)	(7)

- (1) Essa parcela do ajuste reflete primariamente a taxa de inflação do período e é usada como base para os ajustes dos anos subsequentes.
- (2) Essa parcela do ajuste reflete na liquidação de ativos e passivos registrados por competência, principalmente a CVA, e não é considerada no cálculo do ajuste do ano seguinte.
- (3) Ajustes anuais para RGE e CPFL Piratininga ocorrem em junho e outubro, respectivamente.
- (4) Representa o efeito da Revisão Tarifária Periódica (RTP) para a CPFL Piratininga, ocorrida em 2015, considerando que não há Reajuste Tarifário Anual (RTA) no ano em que ocorre RTP.
- (5) Representa o efeito da Revisão Tarifária Periódica (RTP) para a CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari, ocorrida em 2016, considerando que não há Reajuste Tarifário Anual (RTA) no ano em que ocorre RTP. Adicionalmente, em 03 de fevereiro de 2016, a ANEEL alterou o período de reajuste anual para CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari para março de cada ano.
- (6) Tarifas definidas anteriormente a aquisição da RGE Sul.
- (7) Incorporada pela CPFL Santa Cruz em 1 de janeiro de 2018. Para maiores informações, vice "Item 4 – Informações sobre a Companhia – Visão Geral" e Nota 14.4.2 das nossas demonstrações financeiras anuais auditadas e consolidadas.

Revisões Periódicas

Em 22 de novembro de 2011, a ANEEL definiu a metodologia aplicável ao terceiro ciclo de revisão (2011 a 2014) através da Resolução Normativa n. 457/2011. Para o terceiro ciclo, a ANEEL designou um novo método de reconhecimento de quais custos nós podemos repassar aos nossos clientes. Além disso, a ANEEL aprovou a nova metodologia para calcular a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ou TUSD e outras tarifas de energia elétrica, na qual as distribuidoras assumem todos os riscos de mercado resultantes de indicadores de tarifa. Comparado ao ciclo de revisão de tarifa anterior, esta nova metodologia causou um impacto negativo na nossa condição financeira e nos resultados de nossas operações.

Em 28 de abril de 2015, a ANEEL estabeleceu a metodologia a ser aplicada no quarto ciclo de revisão periódica (2015 a 2016) através das Resoluções n.ºs. 648/2015, 649/2015, 650/2015, 652/2015, 657/2015, 660/2015, 682/2015, 685/2015 e 686/2015. O quarto ciclo mantém a maioria dos parâmetros utilizados para o terceiro ciclo, tais como a definição, pela ANEEL, dos custos que podem ser repassados para os nossos clientes. Algumas das mudanças para o quarto ciclo incluem um incentivo tarifário para o desenvolvimento de certas políticas públicas e também o aumento da importância do componente Fator X na nova fórmula tarifária. Em comparação com o ciclo tarifário anterior, a nova metodologia tem impacto positivo na nossa condição financeira e nos resultados de nossas operações.

A partir de 2015, a ANEEL revisará as metodologias aplicáveis ao setor elétrico considerando os componentes da tarifa separadamente, enquanto que anteriormente todas as metodologias foram abordadas em conjunto a cada ciclo, como no período de 2008-2010 e 2010-2014.

A tabela a seguir apresenta os resultados do primeiro, segundo, terceiro e quarto ciclos de revisões periódicas.

	Primeiro Ciclo		Segundo Ciclo		Terceiro Ciclo		Quarto Ciclo	
	Data do Ajuste	Ajuste Econômico (%)	Data do Ajuste	Ajuste Econômico (%)	Data do Ajuste	Ajuste Econômico (%)	Data do Ajuste	Ajuste Econômico (%)
CPFL Paulista	Abril de 2003	20,66	Abril de 2008	-14,00	Abril de 2013	4,67 (3)	Abril de 2018	8,67
CPFL Piratininga	Outubro de 2003	10,14	Outubro de 2007	-12,77	Outubro de 2011	-3,95(1) (3)	Outubro de 2015	40,14
RGE	Abril de 2003	27,96	Abril de 2008	2,34	Junho de 2013	-9,92 (3)	Junho de 2018	(4)
RGE Sul	Abril de 2003	(5)	Abril de 2008	(5)	Abril de 2013	(5)	Abril de 2018	11,57
CPFL Santa Cruz(6)	Fevereiro de 2004	17,14	Fevereiro de 2008	-14,41	Fevereiro de 2012	4,16 (1) (2)	Março de 2016	11,59
CPFL Mococa	Fevereiro de 2004	21,73	Fevereiro de 2008	-7,60	Fevereiro de 2012	7,18 (1) (2)	Março de 2016	11,90
CPFL Leste Paulista	Fevereiro de 2004	20,10	Fevereiro de 2008	-2,18	Fevereiro de 2012	-2,00 (1) (2)	Março de 2016	17,01
CPFL Sul Paulista	Fevereiro de 2004	12,29	Fevereiro de 2008	-5,19	Fevereiro de 2012	-3,78 (1) (2)	Março de 2016	16,89
CPFL Jaguari	Fevereiro de 2004	- 6,17	Fevereiro de 2008	-5,17	Fevereiro de 2012	-7,09 (1) (2)	Março de 2016	17,01

- (1) Como resultado da demora da ANEEL em determinar a metodologia aplicável ao terceiro ciclo de revisões periódicas, o processo de revisões periódicas para CPFL Piratininga foi concluído em 23 de outubro de 2012 ao invés de 23 de outubro de 2011, data conforme o estabelecido no contrato de concessão. CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista tiveram seu processo de revisão concluído em 3 de fevereiro de 2013 ao invés de 3 de fevereiro de 2012, data conforme estabelecido nos seus contratos de concessão. No entanto, a diferença de tarifas cobradas da data do processo de revisão especificado no contrato de concessão e da data

10.2 - Resultado operacional e financeiro

atual na qual o processo foi concluído foi reembolsada aos consumidores.

- (2) CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Paulista entraram com recursos administrativos questionando os resultados de seus processos de revisão periódica. Os recursos foram julgados pela ANEEL em janeiro de 2014, com os seguintes resultados: (i) o Despacho n.º 165 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de 7,20% para 7,18% para CPFL Mococa, principalmente devido à redução da Base de Remuneração Regulatória; (ii) o Despacho n.º 212 de 30 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de 4,36% para 4,16% para a CPFL Santa Cruz, principalmente devido à redução da BRR; (iii) o Despacho n.º 166 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -2,20% para -2,00% para CPFL Leste Paulista, principalmente devido ao aumento da BRR e às perdas regulatórias não técnicas; (iv) o Despacho n.º 211 de 30 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -4,41% para -4,48 % para a CPFL Sul Paulista, principalmente devido à redução da BRR; e (v) o Despacho n.º 167 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -7,10% para -7,09% para a CPFL Jaguari, principalmente devido ao aumento da BRR.
- (3) A CPFL Piratininga, CPFL Paulista e RGE instauraram recursos administrativos questionando o resultado de seus processos de revisão periódica. A CPFL Piratininga questionou as perdas regulatórias no processo de revisão periódica. O recurso foi avaliado pela ANEEL, e o Despacho n.º 3.426, emitido em 8 de outubro de 2013, alterou o resultado do processo de revisão periódica de -4,45% para -3,95%. A CPFL Paulista questionou a BRR e a Resolução n.º 733 de 25 de março de 2014, alterando o resultado do processo de revisão periódica de 4,53% para 4,67%. A RGE também questionou a BRR dos municípios de Putinga e Anta Gorda, incluídas na BRR após leilão. Portanto, a Resolução n.º 1.857 de 17 de junho de 2014, alterou o resultado do processo de revisão periódica de -10,66% para -10,27%.
- (4) O quarto ciclo de revisões periódicas para CPFL Paulista, RGE e RGE Sul ocorrerá em Abril e Junho de 2018, respectivamente.
- (5) Tarifas definidas anteriormente a aquisição da RGE Sul.
- (6) Incorporadas pela CPFL Santa Cruz em 1 de janeiro de 2018. Para maiores informações, vide "Item 4 – Informações sobre a Companhia – Visão Geral" e Nota 14.4.2 das nossas demonstrações financeiras anuais auditadas e consolidadas.

Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE)

Conforme estabelecido pela Lei nº 12.783, de 24 de janeiro de 2013, todos os distribuidores tiveram uma RTE em 24 de janeiro de 2013, a fim de passar aos consumidores os efeitos promovidos pela renovação da geração e transmissão de concessões e da redução encargos regulamentares.

A distribuição dos ajustes da recomposição tarifária extraordinária está representada na tabela a seguir:

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	RGE Sul	CPFL Santa Cruz ⁽²⁾	CPFL Mococa ⁽²⁾	CPFL Leste Paulista ⁽²⁾	CPFL Sul Paulista ⁽²⁾	CPFL Jaguari ⁽²⁾
2013									
Reposic. econômico	-15,3%	-11,3%	-12,0%	(1)	-6,8%	-7,6%	-17,2%	-18,4%	-25,4%
Componentes financeiros	-0,5%	1,1%	0,7%	(1)	3,7%	1,8%	2,3%	0,0%	0,1%
Reposic. total	-15,8%	-10,2%	-11,4%	(1)	-3,1%	-5,8%	-14,9%	-18,4%	-25,3%

(1) Tarifas definidas antes da aquisição da RGE Sul.

(2) Incorporadas pela CPFL Santa Cruz em 1 de janeiro de 2018. Para maiores informações, vide "Item 4 – Informações sobre a Companhia – Visão Geral" e Nota 14.4.2 das nossas demonstrações financeiras anuais auditadas e consolidadas

Nos termos da Resolução nº 1.858/2015, as tarifas foram aumentadas para considerar os custos extraordinários devido à expedição total das termelétricas e da exposição involuntária das distribuidoras.

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	RGE Sul	CPFL Santa Cruz ^{(1) (3)}	CPFL Mococa ^{(1) (3)}	CPFL Leste Paulista ^{(1) (3)}	CPFL Sul Paulista ^{(1) (3)}	CPFL Jaguari ^{(1) (3)}
2015									
Reposic. econômico	0,00%	0,00%	0,00%	(2)	0,00%	0,00%	0,00%	0,0%	0,00%
Componentes financeiros	32,28%	29,78%	37,16%	(2)	5,16%	11,81%	14,52%	17,02%	16,80%
Reposic. total	32,28%	29,78%	37,16%	(2)	5,16%	11,81%	14,52%	17,02%	16,80%

(1) Em 07 de abril a ANEEL alterou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.870/2015, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das distribuidoras CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Santa Cruz. Essa retificação foi necessária para alterar o valor das quotas mensais da CDE – energia referente à conta ACR, destinada à amortização das operações de crédito contratadas pela CCEE na gestão da conta ACR. As tarifas resultantes desta retificação entraram em vigor em 08 de abril de 2015.

(2) Tarifas definidas antes da aquisição da RGE Sul.

(3) Incorporadas pela CPFL Santa Cruz em 1 de janeiro de 2018. Para maiores informações, vide "Item 4 – Informações sobre a Companhia – Visão Geral" e Nota 14.4.2 das nossas demonstrações financeiras anuais auditadas e consolidadas

Vendas a Consumidores Potencialmente Livres

A regulamentação do setor permite que determinados consumidores possam deixar o ambiente de tarifas reguladas e se tornar consumidores "livres", com direito a contratar seu fornecimento de energia elétrica com qualquer fornecedor. Em comparação ao número total de consumidores cativos da Companhia, o número de Consumidores Potencialmente Livres é relativamente pequeno; Essas receitas consistem nas tarifas cobradas pelo uso da rede de distribuição (TUSD). Mesmo que um consumidor

10.2 - Resultado operacional e financeiro

decida migrar do sistema de tarifas reguladas para se tornar um Consumidor Livre, ele ainda terá que pagar à Companhia a tarifa pelo uso do sistema de distribuição, ou TUSD. No que tange a redução na receita de vendas, somos capazes de reduzir, em alguns casos, a energia contratada para suprir estes clientes no próprio ano em que ocorrer a migração, enquanto que em outros casos podemos compensar este excesso através do ajuste da energia a ser comprada em períodos futuros. Desta forma, não acreditamos que perdas de Clientes Potencialmente Livres teriam impacto adverso material no resultado de nossas operações.

Historicamente, poucos dos nossos Consumidores Potencialmente Livres optaram por tornarem-se Consumidores Livres. Acreditamos que isto ocorreu (i) por estes consumidores terem considerado que as vantagens de um contrato de longo prazo com taxas de energia elétrica inferiores à tarifa regulada são superadas pelas desvantagens relacionadas a custos adicionais (em particular, a tarifa pelo uso do sistema de transmissão) e pelo risco de flutuação dos preços no longo prazo e (ii) porque parcela significativa dos Consumidores Potencialmente Livres, que celebraram contratos antes de julho de 1995, ficam limitados a mudar para fornecedores que adquirem energia elétrica de fontes de energia renovável, tais como PCHs ou biomassa. Não se espera que um número substancial dos consumidores tornem-se Consumidores Livres, mas as perspectivas a longo prazo desta migração entre diferentes mercados (cativo e livre) e seu impacto no resultado são difíceis de serem previstas.

Preços para a Energia Elétrica Adquirida

Os preços da energia elétrica adquirida pelas distribuidoras nos termos de contratos de longo prazo firmados no ambiente de contratação regulada são (i) aprovados pela ANEEL, no caso de contratos assinados antes do Novo Modelo do Setor Elétrico, e (ii) determinados em leilões para aqueles assinados após o Novo Modelo, enquanto os preços da energia elétrica comprada no ambiente de contratação livre baseiam-se em índices de mercado prevalentes, de acordo com o contrato bilateral. Em 2017, foram adquiridos 77.974 GWh, em comparação aos 63.975 GWh adquiridos em 2016. Os preços nos contratos de longo prazo são corrigidos anualmente para refletir os aumentos em determinados custos de geração e a inflação. A maioria dos contratos tem reajustes vinculados ao reajuste anual nas tarifas de distribuição, de forma que os aumentos de custos são repassados aos consumidores por meio de aumentos de tarifas. Como uma crescente parcela da energia elétrica é adquirida em leilões públicos, o êxito das estratégias nesses leilões afeta as margens e a exposição ao risco de preço de mercado, uma vez que a capacidade de repassar os custos de aquisição de energia elétrica estará vinculada ao êxito na projeção da expectativa de demanda.

Também adquirimos uma quantidade substancial de energia elétrica de Itaipu nos termos de obrigações "take-or-pay" a preços regidos pelos regulamentos adotados nos termos de um contrato internacional. As concessionárias com operações no Centro-Oeste, Sul e Sudeste são obrigadas por lei a adquirir uma parcela da participação brasileira na capacidade disponível de Itaipu. Em 2017, foram adquiridos 11.779 GWh (15,1% do total comprado) de energia elétrica de Itaipu, enquanto que em 2016 foram adquiridos 10.497 GWh (16,4% do total comprado). O preço da energia elétrica de Itaipu é estabelecido em dólares para refletir os custos de pagamento de sua dívida. De forma correspondente, o preço da energia elétrica adquirida de Itaipu aumenta em termos reais quando o real se desvaloriza em relação ao dólar. A mudança nos custos para a energia elétrica de Itaipu está sujeita ao mecanismo de recuperação de custos da Parcela A descrito abaixo.

A maior parte da energia elétrica que adquirimos em ambiente de contratação livre foi comprada por nossa subsidiária de comercialização CPFL Brasil, que revende a energia elétrica a Consumidores Livres e outras concessionárias e permissionárias (inclusive nossas subsidiárias).

Variações de Custos Não Gerenciáveis - Custos da Parcela A

Utilizamos a conta de compensação da variação dos custos ou a conta da Parcela A para reconhecer nas tarifas de distribuição a variação de alguns de nossos custos, conhecidos como custos da "Parcela A", que são não gerenciáveis. Em geral, quando esses custos são superiores às projeções utilizadas na fixação da tarifa de distribuição, nós temos o direito de recuperar a diferença através de reajustes anuais de tarifas subsequentes.

Os custos de energia elétrica comprada de Itaipu são indexados ao dólar norte-americano, e estão sujeitos à variação cambial. No caso de apreciação do dólar norte-americano frente ao real, nossos custos vão aumentar e, conseqüentemente, nosso resultado vai se reduzir no mesmo período. Essas perdas serão compensadas no futuro, quando o próximo reajuste tarifário anual ocorrer.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Mais detalhes sobre esses componentes tarifários, vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

c) impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor;

Conjuntura Econômica Brasileira

Todas as nossas operações estão no Brasil, e por essa razão somos afetados pela conjuntura econômica brasileira. Em especial, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda de energia elétrica, e a inflação afeta nossos custos e nossas margens.

Alguns fatores podem afetar significativamente a demanda por energia, dependendo da categoria de consumidores:

- *Consumidores Residenciais e Comerciais.* Essas classes são muito afetadas por condições climáticas, o desempenho do mercado de trabalho, distribuição de renda, disponibilidade de crédito entre outros fatores. Temperaturas elevadas e aumento dos níveis de renda causam um aumento na procura por energia elétrica e, portanto, aumentam as nossas vendas.
- *Consumidores Industriais.* O consumo dos consumidores industriais está relacionado ao crescimento econômico e investimento, relacionados principalmente à produção industrial. Nos períodos de crise financeira, esta categoria sofre o maior impacto.

A inflação afeta nossos negócios principalmente pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras devido aos encargos de dívidas serem corrigidos pela inflação. Podemos recuperar uma parte desse aumento de custos por meio do mecanismo de recuperação de custos da Parcela A, porém existe um atraso entre o momento em que o aumento de custos é incorrido e aquele no qual as tarifas reajustadas são recebidas. Os valores que nos são devidos com base na Parcela A são principalmente atrelados à variação da taxa SELIC até que sejam repassados às nossas tarifas e os custos vinculados a parcela B são indexados ao IGP-M líquido do fator X.

A depreciação do real aumenta o custo do serviço da nossa dívida em moeda estrangeira e os custos de compra de energia elétrica da usina de Itaipu, um de nossos principais fornecedores, que reajusta os preços com base em seus custos parcialmente atrelados a dólares norte-americanos.

A tabela abaixo mostra os principais indicadores de desempenho da economia brasileira referentes aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2017	2016	2015
Crescimento do PIB (em reais) ⁽¹⁾	1,0%	(3,5%)	(3,5%)
Taxa de desemprego ⁽²⁾ – média de %	12,7%	11,5%	8,5%
Crédito a pessoa física (recursos não destinados) – % PIB	13,0%	12,9%	13,4%
Crescimento das Vendas no Varejo	2,0%	(6,3%)	(4,3%)
Crescimento da Produção Industrial	2,5%	(6,4%)	(8,3%)
Inflação (IGP-M) ⁽³⁾	(0,5%)	7,2%	10,5%
Inflação (IPCA) ⁽⁴⁾	2,9%	6,3%	10,7%
Taxa de câmbio média – US\$1,00 ⁽⁵⁾	R\$3,202	R\$3,483	R\$3,339
Taxa de câmbio no fim do ano – US\$1,00	R\$3,308	R\$3,259	R\$3,905
Depreciação (apreciação) do real x dólar norte-americano ⁽⁴⁾	1,5%	(16,5%)	47,0%

Fontes: Relatório Focus, Fundação Getúlio Vargas, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística e Banco Central do Brasil

(1) Fonte: Relatório Focus.

(2) Taxa de desemprego conforme Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD), divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

(3) A inflação (IGP-M) é o índice geral de preços de mercado medido pela Fundação Getúlio Vargas.

(4) A inflação (IPCA) é um índice amplo de preços ao consumidor medido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, sendo a referência para as metas de inflação estabelecidas pelo CMN.

(5) Representa a média das taxas de venda comerciais no último dia de cada mês durante o período.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Os anos 2015 e 2016 no Brasil foram marcados por uma forte retração econômica com crises e incertezas políticas significativas e indicadores econômicos desfavoráveis. No entanto, em 2017, a economia brasileira começou a melhorar, mostrando recuperação nas principais áreas de atividade e indicadores financeiros, com crescimento do PIB de 1,0% (em comparação com crescimento negativo de 3,6% e 3,8% em 2016 e 2015, respectivamente), de acordo com o Banco Central do Brasil.

Os indicadores de emprego e renda, que são todos indicadores-chave do consumo de energia elétrica, também mostraram recuperação em 2017 e ajudaram a impulsionar a atividade doméstica. De acordo com o IBGE, em 2017, o consumo das famílias aumentou 1,0%, comparado com crescimento negativo de 3,2% e 4,3% em 2015 e 2016, respectivamente.

Nossa indústria também experimentou resultados positivos em 2017, apresentando crescimento anual de 2,5% em 2017, de acordo com o IBGE, e apresentando a maior taxa de exportações nos últimos cinco anos, de acordo com o Ministério da Indústria e Comércio Exterior. Esse crescimento foi resultado da demanda internacional, que se beneficiou de uma taxa de câmbio favorável e do crescimento de 3,5% no PIB mundial, de acordo com o Fundo Monetário Internacional.

Em 2017, a taxa de inflação (IPCA) atingiu o nível mais baixo em 20 anos (2,9% a.a.) e permitiu uma política monetária mais flexível. Como resultado, o Banco Central do Brasil conseguiu sustentar reduções contínuas na taxa de juros Selic ao longo do ano, atingindo 7,0% ao final do ano.

No entanto, apesar da melhoria em vários fatores macroeconômicos em 2017, o Brasil continua a sofrer reduções da classificação de crédito do país: Standard & Poor's (setembro de 2015 e janeiro de 2018); Fitch Ratings (dezembro de 2015); Moody's Investors Service (fevereiro de 2016). Essas desvalorizações refletem a contínua evolução fiscal adversa e a contínua incerteza política no Brasil.

Nosso risco de crédito e títulos de dívida são avaliados pela Standard and Poor's e Fitch Ratings. Essas classificações refletem, entre outros fatores, as perspectivas para o setor elétrico brasileiro, o contexto político e econômico, o risco país, as condições hidrológicas nas áreas onde estão localizadas nossas instalações, nosso desempenho operacional e nosso nível de dívida. Nossa classificação foi reduzida em 2016 de AA+ para AA- pela Standard and Poor's como resultado da desvalorização do grau de investimento do Brasil devido a mudanças nos cenários econômicos e políticos, conforme mencionado anteriormente. Apesar da desvalorização do grau de investimento do Brasil em setembro de 2015, a Fitch Ratings não reduziu nossa classificação em 2016, mantendo-a em AA. Na data deste relatório, nossas classificações de ambas as agências foram sustentadas.

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

10.3. Comentários dos diretores sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados
--

a) introdução ou alienação de segmento operacional

Não aplicável em razão da Sociedade não ter introduzido ou alienado segmento operacional.

b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Em janeiro de 2015 foi aprovada a constituição da CPFL Transmissora Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo"), controlada da CPFL Geração, que tem como objetivo implantar e operar concessões de transmissão de energia elétrica, incluindo atividades de construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão da rede básica do Sistema Interligado Nacional ("SIN").

Em agosto de 2015 foi constituída a empresa CPFL GD S.A., controlada integralmente pela CPFL Eficiência Energética S.A., com o objetivo principalmente de prestação de serviços e consultoria em geral no mercado de energia elétrica e comercialização de bens relacionados a centrais de geração de energia elétrica.

Por meio de Assembleia Geral Extraordinária realizada em 30 de setembro de 2015, os nossos acionistas aprovaram uma reestruturação interna, por meio da qual transferiram as plantas de Macaco Branco e Rio de Peixe da CPFL Centrais Geradoras Ltda. para a CPFL Geração, em troca de novas ações de emissão da CPFL Geração, no montante total de R\$ 4 milhões, a valor contábil. Esta transação não produziu efeitos em nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

Em 15 de junho de 2016, nossa subsidiária integral CPFL Jaguariúna Participações Ltda. firmou acordo para aquisição de 100% da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (que posteriormente teve sua razão social alterada para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A ou RGE Sul) da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. A RGE sul atua como distribuidora de energia no estado do Rio Grande do Sul e tem direito exclusivo para distribuição de energia para 118 municípios no estado. A transação foi concluída em 31 de outubro de 2016, e os resultados de novembro e dezembro da RGE estão refletidos em nossas demonstrações financeiras consolidadas. O preço de compra, após os ajustes previsto, foi de R\$ 1.592 milhões. Após considerar o caixa e equivalentes de caixa adquirido no montante de R\$ 95 milhões, a saída líquida de caixa foi de R\$ 1.497 milhões.

Em AGE realizada em 15 de dezembro de 2017, foi aprovada a incorporação da CPFL Jaguariúna pela RGE Sul. A incorporada, por consequência foi extinta, passando a RGE Sul a condição de sucessora dos seus bens, direitos e obrigações.

No momento da incorporação, foram aplicados os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01, de modo que uma provisão retificadora do ágio fosse registrada, gerando um crédito fiscal no montante de R\$ 100 milhões (nota 9). Para recompor seus investimentos, a Companhia e a CPFL Brasil registraram, de forma proporcional aos seus investimentos na RGE Sul, (i) um intangível de concessão recomposto no montante de R\$ 148 milhões e R\$ 46 milhões respectivamente, no montante total de R\$ 194 milhões, correspondente à mais valia dos intangíveis de infraestrutura da distribuição e de exploração da concessão; e (ii) um ajuste líquido de mais e menos valia no montante de R\$ 67 milhões e R\$ 20 milhões, respectivamente, correspondentes ao valor justo de provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas, menos valia de consumidores e mais valia de ativo de indenização. Ambos os montantes são indedutíveis para fins fiscais na Companhia e na CPFL Brasil.

Em 21 de novembro de 2017 a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 6.723/2017, autorizou o agrupamento das distribuidoras de energia elétrica Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia, Companhia Luz e Força de Mococa e Companhia Jaguari de Energia, nos termos da Resolução Normativa nº 716/2016 de 03 de maio de 2016. A partir de 1 de janeiro de 2018 as operações destas controladas

10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras

passaram a ser somente pela Companhia Jaguari de Energia, cujo nome fantasia passou a ser "CPFL Santa Cruz". Esta operação foi aprovada pelas Assembleias Geral Extraordinária ("AGE") realizadas em 31 de dezembro de 2017 nas empresas agrupadas.

c) eventos ou operações não usuais

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

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

10.4. Comentários dos diretores sobre:

a) mudanças significativas nas práticas contábeis

2017

As demonstrações financeiras de 2017 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2017. Estes pronunciamentos não tiveram impactos significativos em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

2016

As demonstrações financeiras de 2016 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2016. Estes pronunciamentos não tiveram impactos significativos em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Adicionalmente, a Companhia e suas controladas de distribuição de energia elétrica, objetivando a melhor apresentação de seu desempenho operacional e financeiro concluíram que o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de cada distribuidora, originalmente apresentado na rubrica de receita financeira, no resultado financeiro, deve ser mais adequadamente classificado no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim. Esta alocação reflete de forma mais acurada o modelo de negócio de distribuição de energia elétrica e propicia uma melhor apresentação quanto ao seu desempenho. Tal conclusão está suportada no fato de que:

- i. Investir em infraestrutura é a atividade indispensável do negócio de distribuição de energia elétrica, cujo modelo de gestão está suportado em construir, manter e operar essa infraestrutura;
- ii. Parte da indústria de distribuição de energia, bem como a indústria de transmissão de energia, já adota tal classificação, dessa forma a companhia estaria aumentando a comparabilidade de suas demonstrações financeiras;
- iii. O aumento nas taxas de inflação experimentado nos últimos anos no país, que influenciam diretamente no acréscimo do valor do ativo financeiro da concessão, contribuíram para aumentar a relevância dessa receita no resultado do exercício.

2015

As demonstrações financeiras de 2015 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2015. Estes pronunciamentos não tiveram impactos significativos em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Não houve alterações significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia, nos exercícios sociais de 2017 e 2015.

Para o exercício de 2016, conforme as orientações do CPC 23 / IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a Companhia e suas Controladas alteraram sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o desempenho dos negócios da Companhia e suas controladas (conforme descrito no item a) acima) e, portanto, procederam às reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações do resultado e do valor adicionado.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

As reclassificações efetuadas não alteram o total dos ativos, o patrimônio líquido e o lucro líquido, nem a Demonstração do Fluxo de Caixa.

c) ressalvas e ênfases presentes no relatório do auditor

O Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017, datado de 20 de março de 2018, emitido pela KPMG Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfases ou ressalvas.

10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5. Indicações e comentários dos diretores sobre políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não-circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros.

Ao elaborar as demonstrações financeiras, fazemos estimativas relativas a diversos assuntos. Alguns desses assuntos são altamente imprevisíveis, fazendo com que estas estimativas dependam de opiniões formuladas com base nas informações disponíveis. Discutem-se ainda determinadas políticas contábeis relativas a questões regulatórias. Na discussão a seguir, foram identificados diversos outros assuntos com relação aos quais as apresentações financeiras seriam prejudicadas caso (i) fossem utilizadas estimativas diferentes, ou (ii) no futuro, as estimativas sejam alteradas com razoável probabilidade de ocorrer.

A discussão trata apenas das estimativas mais importantes com base no grau de imprevisibilidade e na probabilidade de impacto relevante, caso outras estimativas fossem utilizadas em seu lugar. Há muitas outras áreas nas quais estimativas são utilizadas para situações imprevisíveis, mas o efeito provável da alteração ou substituição das estimativas não é relevante para as demonstrações financeiras. Veja as notas explicativas às demonstrações financeiras, para discussão mais detalhada da aplicação destas e de outras políticas contábeis.

Recuperação de Ativos de Longo Prazo (Impairment)

Os ativos de longo prazo, que incluem ativo imobilizado, ativos intangíveis e investimentos, compreendem parcela significativa da totalidade dos ativos. Os saldos demonstrados no balanço patrimonial tomam por base custos históricos, líquidos de depreciação e amortização acumuladas. Em função do CPC 01, a avaliação periódica destes ativos é obrigatória para identificação se sofreram desvalorização, ou seja, se sua capacidade futura de gerar caixa não justifica sua manutenção por seus valores contábeis. Caso não sejam realizáveis, o reconhecimento da perda é obrigatório, realizando baixa de seu valor total ou parcial. A análise realizada exige que se estimem os fluxos de caixa futuros decorrentes desses ativos, e essas estimativas nos obriguem a adotar uma série de premissas acerca das operações futuras, incluindo julgamentos relativos ao crescimento do mercado, condições regulatórias e a outros fatores macroeconômicos, assim como a demanda por energia elétrica. As alterações dessas premissas poderiam nos obrigar, e também nossas controladas, a reconhecer perdas por desvalorização em períodos futuros. A avaliação em 2014 não resultaram em qualquer desvalorização significativa do ativo imobilizado, ativos intangíveis e investimentos. Para os anos de 2017, 2016 e 2015, registramos perdas no valor de R\$ 21 milhões, R\$ 48 milhões e R\$39 milhões, respectivamente, relacionadas ao valor recuperável de ativos não financeiros (vide notas 13.1 e 14.2 das demonstrações financeiras de 2017).

Recuperação de Ativos Financeiros (Impairment)

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável que pode ocorrer após o reconhecimento inicial desse ativo, e que tenha um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados.

Nós e também nossas controladas avaliam a evidência de perda de valor para recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento tanto no nível individualizado como no nível coletivo para todos os títulos significativos. Recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda de valor recuperável de forma coletiva, nós utilizamos tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da administração se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

10.5 - Políticas contábeis críticas

A redução do valor recuperável de um ativo financeiro é reconhecida como segue:

- **Custo amortizado:** pela diferença entre o valor contábil e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados descontados à taxa efetiva de juros original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Os juros sobre o ativo que perdeu valor continuam sendo reconhecidos através da reversão do desconto. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada a crédito no resultado.
- **Disponíveis para venda:** pela diferença entre o custo de aquisição, líquido de qualquer reembolso e amortização do principal, e o valor justo atual, decrescido de qualquer redução por perda de valor recuperável previamente reconhecida no resultado. As perdas são reconhecidas no resultado.

Para os ativos financeiros registrados pelo custo amortizado e/ou títulos de dívida classificados como disponível para venda, caso exista aumento (ganho) em períodos subsequentes ao reconhecimento da perda, a perda de valor é revertida contra o resultado. Todavia, qualquer recuperação subsequente no valor justo de um título patrimonial classificado disponível para venda para o qual tenha sido registrada perda do valor recuperável, qualquer aumento no valor justo é reconhecido em outros resultados abrangentes.

Plano de Pensão

Patrocínamos planos de benefício de pensão e planos de benefícios em caso de invalidez e falecimento, cobrindo substancialmente todos os nossos empregados. A determinação do valor de nossas obrigações com pensão depende de determinadas premissas atuariais, incluindo índices de desconto, inflação, etc. Para mais informações sobre as premissas atuariais veja nota 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Impostos diferidos

A contabilização dos impostos sobre o lucro requer o registro de ativos e passivos correntes e diferidos. Dessa forma, os efeitos das diferenças entre o valor contábil para fins fiscais do ativo e passivo e os montantes reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas são tratadas como diferenças temporárias para os fins de registro do imposto de renda diferido.

O crédito fiscal diferido é testado regularmente para fins de recuperação, sendo que não será reconhecido se a probabilidade de não realização for maior que a probabilidade de realização. Se nós e nossas controladas formos incapazes de gerar lucros tributáveis futuros suficientes, ou se houver alteração relevante nas alíquotas de imposto efetivas, ou período no qual as diferenças temporárias subjacentes se tornem tributáveis ou dedutíveis, podemos estar obrigadas a estabelecer uma provisão de desvalorização total ou parcial do crédito fiscal diferido. Isso pode resultar em um aumento substancial da alíquota efetiva de imposto e um impacto adverso relevante sobre os resultados operacionais.

Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas

Nós e nossas subsidiárias somos partes de processos judiciais no Brasil, decorrentes do curso normal dos negócios, relativos a questões fiscais, trabalhistas, civis entre outras.

As provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas são estimadas com base em experiência histórica, na natureza das reclamações, bem como com base na atual posição das reclamações. As avaliações relativas a essas provisões são realizadas por vários de nossos especialistas internos e externos. O registro das provisões requer julgamento significativo por parte da administração no tocante às probabilidades estimadas e limites de exposição de obrigação em potencial. A avaliação da nossa administração a respeito da exposição aos riscos fiscais, cíveis e trabalhistas pode se alterar à medida que se deem novos acontecimentos ou passem a ficar disponíveis mais informações. O desfecho destas provisões pode variar de maneira significativa, acarretando impacto relevante sobre os resultados operacionais, fluxos de caixa e situação financeira.

Instrumentos financeiros

Instrumentos financeiros podem ser avaliados a valor de mercado ou por custo amortizado, de acordo com determinados aspectos. Os avaliados a valor de mercado foram reconhecidos com base nos preços cotados em um mercado ativo, ou avaliados utilizando modelos de precificação, aplicados

10.5 - Políticas contábeis críticas

individualmente para cada transação, levando em consideração o fluxo de pagamentos futuros, com base nas condições contratadas, descontados a valor presente das taxas de juros, baseado em informações obtidas nos web sites da B3 e da ANBIMA, quando disponíveis. Desta forma, o valor de mercado de um instrumento corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) registrado a valor presente pelo fator de desconto (relativo a data de vencimento do instrumento) obtida do gráfico de juros de mercado em Reais.

Ativos financeiros classificados como disponíveis para venda referem-se ao direito de compensação a ser paga pelo Governo Federal na reversão dos ativos de distribuição das concessionárias (ativo financeiro da concessão). A metodologia adotada para registro destes ativos a valor de mercado é baseada no processo de revisão tarifária dos distribuidores. Nesta revisão, realizada a cada quatro ou cinco anos de acordo com cada concessionária, consiste na reavaliação a valor de mercado dos ativos da infraestrutura de distribuição. Esta base de avaliação é utilizada para a determinação da tarifa, a qual é acrescida anualmente em cada revisão tarifária, com base nos parâmetros dos principais índices de inflação.

A Lei n.º 12.783/13 definiu a metodologia e o critério para a avaliação da compensação na reversão destes ativos amparados na Base de Remuneração Regulatória. Desta forma, a avaliação da compensação na reversão é prevista por meio de processo de avaliação conduzido pela ANEEL.

Depreciação de Ativos Imobilizados e Amortização de Ativos Intangíveis

A depreciação é registrada utilizando o método linear, em tarifas anuais baseadas na vida útil estimada dos ativos, de acordo com os regulamentos da ANEEL e a prática do setor adotada no Brasil.

Os ativos intangíveis são compostos por naturezas distintas as quais impactam na forma da amortização é realizada, conforme descrito abaixo:

- Adquiridos através de combinações de negócios: A parcela do ágio oriunda de combinações de negócios que corresponde ao direito de exploração da concessão é apresentada como ativo intangível e amortizada linearmente pelo período remanescente das respectivas autorizações de exploração;
- Investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 e IFRIC 12 – Contratos de Concessão): Uma vez que o prazo para exploração é definido contratualmente, este ativo intangível de vida útil definida é amortizado pelo prazo de concessão de acordo com uma curva que reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados.
- Uso do Bem Público: O ativo intangível referente a esta natureza está sendo, amortizado linearmente pelo período remanescente da concessão.

10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras**10.6. Descrição dos diretores sobre itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor**

a) os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items):

- i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos;*
- ii. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos;*
- iii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços;*
- iv. contratos de construção não terminada;*
- v. contratos de recebimentos futuros de financiamento;*

Em 31 de dezembro de 2017 não há itens que não constem em nosso balanço patrimonial que tenham, ou possam vir a ter um efeito relevante em nossa condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital.

A Companhia possui obrigações contratuais e compromissos, tais como os compromissos relacionados a contratos de longo prazo para compra e venda de energia e para projetos para construção de usinas, que estão apresentados em forma de tabela no item 10.1.c deste Formulário de Referência.

b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

Não há outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor.

10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

10.7. Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6, os diretores devem comentar:

a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor;

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

b) natureza e o propósito da operação;

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

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

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

10.8 - Plano de Negócios

10.8. Os diretores devem indicar e comentar os principais elementos do plano de negócios do emissor, explorando especificamente os seguintes tópicos:

a) investimentos, incluindo:

i. descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos;

Os principais investimentos nos últimos anos têm sido destinados à manutenção e ao aprimoramento da rede de distribuição e aos projetos de geração. A tabela a seguir apresenta os investimentos da Companhia nos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015 e a projeção para os anos de 2018 a 2022:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro							
	2015	2016	2017	2018*	2019*	2020*	2021*	2022*
	(em milhões)							
Distribuição	868	1.201	1.883	1.797	1.990	2.157	2.063	1.795
Geração	7	8	9	24	11	69	11	10
Renováveis	494	979	621	237	86	336	17	20
Comercialização e outros investimentos	59	50	58	81	21	20	26	27
Total	1.428	2.238	2.570	2.139	2.108	2.217	2.117	1.852

* Investimento planejado

Além dos investimentos acima, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, houve um investimento de R\$ 46 milhões (ou R\$ 51 milhões em 2016) relacionado à construção de linhas de transmissão (na nossa atividade de transmissão) que, de acordo com o ICPC01/IFRIC 12, está registrado como "Ativos Financeiros de Concessão" (ativo não circulante).

Planejamos investir aproximadamente R\$ 2.139 milhões em 2018, R\$ 2.108 milhões em 2019, R\$ 2.217 milhões em 2020, R\$ 2.117 milhões em 2021 e R\$ R\$ 1.852 milhões em 2022. Dos investimentos totais orçados para este período, R\$ 9.802 milhões são esperados de serem investidos no nosso segmento de distribuição, R\$ 393 milhões em nosso segmento de Energia Renovável e R\$ 62 milhões no nosso segmento de Geração Convencional. Adicionalmente, durante este período, planejamos investir R\$ 175 milhões em nossos segmentos de comercialização e serviços. Parte dos gastos previstos, particularmente quanto aos projetos de geração, já encontram-se formalmente contratados.

ii. fontes de financiamento dos investimentos;

As principais fontes de recursos das controladas da Companhia são provenientes da geração de caixa operacional e de financiamentos. Para o biênio de 2017 e 2018, nossas controladas pretendem captar recursos por meio de (i) novos financiamentos junto ao BNDES, (ii) captações com instituições financeiras e (iii) emissões de debêntures.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos;

Não aplicável em razão de não estar, em andamento, desinvestimento relevante, bem como não haver previsão de desinvestimentos futuros.

b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor;

10.8 - Plano de Negócios

2017

Não houve aquisições de plantas, equipamentos ou outros ativos que influenciassem materialmente a capacidade produtiva da Companhia.

2016

Em 15 de junho de 2016, nossa subsidiária integral CPFL Jaguariúna Participações Ltda. firmou acordo para aquisição de 100% da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (que posteriormente teve sua razão social alterada para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A ou RGE Sul) da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. A RGE sul atua como distribuidora de energia no estado do Rio Grande do Sul e tem direito exclusivo para distribuição de energia para 118 municípios no estado.

2015

Não houve aquisições de plantas, equipamentos ou outros ativos que influenciassem materialmente a capacidade produtiva da Companhia.

c) novos produtos e serviços:

i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas;

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços;

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados;

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

iv. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços.

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

10.9 - Outros fatores com influência relevante

10.9. Comentários dos diretores sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção

Não existem outros fatores que influenciam de maneira relevante o desempenho operacional da companhia e que não foram mencionados nesta seção.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

11. Projeções

11.1 As projeções devem identificar:

a) objeto da projeção;

Nos termos do artigo 20 a Instrução CVM 480, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa, desde que a Companhia não tenha divulgado projeções ou estimativas. Dessa forma, a Companhia optou por também não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas a ela ou às suas atividades e às de suas controladas.

b) período projetado e o prazo de validade da projeção;

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

c) premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle.

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

d) Valores dos indicadores que são objeto de previsão (em milhões de reais)

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

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

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

Nos termos do artigo 20 a Instrução CVM 480, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa, desde que a Companhia não tenha divulgado projeções ou estimativas. Dessa forma, a Companhia optou por também não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas a ela ou às suas atividades e às de suas controladas.

b) quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções;

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

c) quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas.

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

12 Assembleia geral e administração

12.1 Descrever a estrutura administrativa do emissor, conforme estabelecido no seu estatuto social e regimento interno, identificando:

a) atribuições do conselho de administração e dos órgãos e comitês permanentes que se reportam ao conselho de administração.

ÓRGÃOS DA COMPANHIA E SUAS ATRIBUIÇÕES

A CPFL Energia adota práticas diferenciadas de governança corporativa, baseadas nos princípios de transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa, alinhadas com as melhores práticas existentes no Brasil e exterior.

As Diretrizes de Governança Corporativa da Companhia reúnem e consolidam um conjunto de mecanismos que visam promover a interação entre os acionistas, o Conselho de Administração, os Comitês e Comissões de Assessoramento do Conselho de Administração, o Conselho Fiscal e a Diretoria Executiva.

Através dessas Diretrizes, a CPFL Energia apresenta o seu modelo de governança corporativa, o qual orienta a sua atuação e as práticas adotadas na Companhia e nas sociedades direta ou indiretamente controladas, observados os respectivos Estatutos e Contratos Sociais.

As Diretrizes de Governança Corporativa são aprovadas pelo Conselho de Administração e, juntamente com o Estatuto Social, o Regimento Interno do Conselho de Administração, o Regimento Interno do Conselho Fiscal, o Regimento Interno dos Comitês e das Comissões de Assessoramento do Conselho de Administração, as políticas emitidas e que vierem a ser emitidas em matéria de governança, tais como Negociação de Valores Mobiliários, Divulgação de Ato e Fato Relevante, Gestão de Riscos, Anticorrupção e o Código de Ética e de Conduta Empresarial, delineiam o conjunto de práticas de governança adotadas pela CPFL Energia.

Em 2014, a Companhia completou 10 anos da abertura de seu capital na B3 e na Bolsa de Valores de Nova York ("NYSE"). Com mais de 100 anos de atuação no Brasil, a Companhia possui ações listadas no Novo Mercado da B3 e ADRS Nível III da NYSE, segmentos de listagem diferenciados que reúne empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa.

Todas as ações da CPFL são Ordinárias, ou seja, dão direito de voto e os acionistas tem assegurado Tag Along de 100% em caso de alienação do controle acionário.

a.1) Conselho de Administração

O Conselho de Administração da CPFL Energia é um órgão colegiado, eleito pela Assembleia Geral, que será composto por um mínimo de 5 (cinco) membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 1 ano, sendo permitida a reeleição. Conselho de Administração deverá ser composto por Conselheiro(s) Independente(s) conforme a seguir: (a) se o Conselho de Administração for composto por 5 (cinco) membros, deverá haver 1 (um) Conselheiro Independente; (b) se o Conselho de Administração for composto por 6 (seis) a 10 (dez) membros, deverá haver 2 (dois) Conselheiros Independentes; e (c) se o Conselho de Administração for composto por mais de 10 (dez) membros, o número de Conselheiros Independentes será de 20% (vinte por cento) do número total de membros do Conselho de Administração, em linha com o disposto no Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão e no Estatuto Social da Companhia, devendo ser expressamente declarados como tais na ata da Assembleia Geral que os elegeu, sendo também considerado conselheiro independente aquele eleito mediante faculdade prevista nos Parágrafos 4º e 5º do Artigo 141, da Lei nº 6.404/76. Dentre os membros do Conselho de Administração, são eleitos, na primeira reunião que ocorrer após a eleição dos referidos membros, um Presidente e um Vice-Presidente. Os cargos de Presidente do Conselho de Administração e de Diretor Presidente (ou principal executivo) da Companhia não podem ser exercidos pela mesma pessoa.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Até 30 de abril de 2019, o Conselho de Administração da Companhia era composto por 7 (sete) membros, dos quais 2 (dois) membros são considerados independentes. Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 30 de abril de 2019, foi aprovada a alteração de composição do Conselho de Administração para 9 (nove) membros, dos quais 2 (dois) são considerados independentes.

O Conselho de Administração da Companhia tem seu funcionamento disciplinado em um Regimento Interno, que dispõe sobre o seu relacionamento com os Comitês e Comissões que o assessoram, bem como com os demais órgãos da Companhia e de suas sociedades controladas e coligadas. O Regimento interno do órgão, em sua última alteração, foi aprovado na Reunião do Conselho de Administração realizada em 15 de dezembro de 2017.

O Conselho de Administração é o fórum central de decisões da Companhia e é responsável por determinar as diretrizes estratégicas globais. Suas competências e atribuições estão dispostas tanto na Lei nº 6.404/1976, como no Art. 17 e respectivas alíneas do Estatuto Social da Companhia, destacando-se, dentre elas: a fixação da orientação geral dos negócios da Companhia e de suas controladas (aprovando previamente os seus respectivos planos estratégicos, os projetos de expansão, os programas de investimento, as políticas empresariais, os orçamentos anuais, o plano anual de negócios e suas respectivas revisões anuais); a eleição da Diretoria, a fixação de sua remuneração mensal individual (respeitado o montante global estabelecido pela Assembleia Geral) e a supervisão da gestão dos diretores, bem como a aprovação da eleição dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva nas sociedades direta ou indiretamente controladas e/ou coligadas; a manifestação sobre o relatório da administração, as demonstrações financeiras e as contas da Diretoria, assim como a definição da política de dividendos e a proposta, à Assembleia Geral, para a destinação do lucro líquido de cada exercício; a deliberação sobre o aumento de capital, no limite do capital autorizado; a deliberação sobre a contratação de empréstimo ou assunção de dívida de valor igual ou superior a R\$ 47.260.000,00 (conforme atualizado pelo IGP-M anualmente) pela Companhia e sociedades por ela direta ou indiretamente controladas; a deliberação sobre a aquisição de qualquer ativo fixo de valor igual ou superior a R\$ 47.260.000,00 (conforme atualizado pelo IGP-M anualmente), bem como a alienação ou oneração de ativos fixos de valor igual ou superior a R\$ 3.517.000,00 (conforme atualizado pelo IGP-M) pela Companhia e sociedades por ela direta ou indiretamente controladas; a autorização para a celebração de contratos de qualquer natureza, de valor global superior a R\$ 47.260.000,00 (conforme atualizado pelo IGP-M anualmente) pela Companhia e sociedades por ela direta ou indiretamente controladas; a autorização para a celebração de contratos com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, de valor superior a R\$ 11.851.000,00 (conforme atualizado pelo IGP-M anualmente); a deliberação sobre a constituição e extinção de sociedades controladas, a participação, direta ou indireta, em consórcios e a aquisição ou alienação de participações em outras sociedades pela Companhia e pelas controladas; a seleção e/ou a destituição dos auditores externos da Companhia e de suas controladas; a constituição de garantias em negócios relacionados aos interesses e/ou às atividades da Companhia e de suas controladas ou coligadas, de valor igual ou superior a R\$ 47.260.000,00 (quando não envolverem ativos fixos) (conforme atualizado pelo IGP-M), ou de valor igual ou superior a R\$ 3.517.000,00 (quando envolverem ativos fixos) (conforme atualizado pelo IGP-M); a autorização para a prestação de garantia ou assunção de dívidas, pela Companhia e/ou por suas controladas, em benefício ou favor de terceiros; a deliberação sobre a criação de Comissões e Comitês de assessoramento; a aprovação de alteração em contratos de concessão firmados pela Companhia, pelas suas controladas e coligadas.

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 é responsável por dirigir todos os negócios e pela administração geral da Companhia e de suas controladas, bem como pela execução da estratégia corporativa. Após deliberação em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 30 de abril de 2019, e nos termos do Art. 18 do Estatuto Social, a Diretoria Executiva é composta por até 10 membros, sendo 1 Diretor Presidente, 1 Diretor Vice-Presidente Executivo Sênior, 1 Diretor Vice-Presidente Executivo, 1 Diretor Vice-Presidente

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

de Operações Reguladas, 1 Diretor Vice-Presidente de Operações de Mercado, 1 Diretor Vice-Presidente Jurídico e de Relações Institucionais, 1 Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios e Planejamento, 1 Diretor Vice-Presidente Financeiro, que acumula as funções de Diretor de Relações com Investidores, um Diretor Vice-Presidente Financeiro Adjunto e 1 Diretor Vice-Presidente de Gestão Empresarial, todos eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de 2 anos, sendo permitida a reeleição.

As competências da Diretoria Executiva estão previstas nos Arts. 18 e 21 do Estatuto Social da Companhia, sendo sua responsabilidade, dentre outras, submeter à aprovação do Conselho de Administração (i) as políticas e estratégias da Companhia, (ii) a proposta de aumento de capital e reforma do Estatuto Social, (iii) o calendário anual de eventos corporativos, (iv) o plano quinquenal de negócios e o orçamento anual, (v) as operações de aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, nos casos mencionados no item a.1 desta Seção, (vi) a constituição de garantias em negócios que digam respeito aos interesses e às atividades da Companhia ou de suas controladas, nos casos mencionados no item a.1 desta Seção e, ainda, (vii) a celebração de contratos com acionistas ou pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, nos casos mencionados no item a.1 desta Seção.

a.3) Conselho Fiscal

De acordo com a Lei nº 6.404/76 e com o nosso Estatuto Social, o Conselho Fiscal é um órgão independente da administração da Companhia, com funcionamento permanente, composto por 3 (três) membros efetivos e igual número de suplentes, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 1 ano, sendo permitida a reeleição. Ao menos 1 (um) dos membros do Conselho Fiscal será considerado membro independente.

O Conselho Fiscal da Companhia tem seu funcionamento disciplinado, também, em Regimento Interno próprio, sendo que a última alteração do Regimento Interno foi aprovada em reunião do Conselho Fiscal datada de 05 de dezembro de 2017.

As competências deste órgão estão previstas na legislação aplicável, no Estatuto Social e no respectivo Regimento Interno, destacando-se, dentre elas: a fiscalização dos atos dos administradores e a avaliação do cumprimento dos seus deveres legais e estatutários; a manifestação sobre a contratação, substituição e remuneração dos auditores independentes; e o exame e opinião sobre as demonstrações financeiras de cada exercício social. O Conselho Fiscal deve reportar as suas observações aos acionistas.

O Conselho Fiscal também exerce atividades de Audit Committee, em atendimento às regras da Lei Sarbanes Oxley (SOX) aplicáveis às empresas estrangeiras listadas em bolsa de valores nos Estados Unidos.

O Estatuto Social da Companhia e o Regimento Interno do Conselho Fiscal estão disponíveis na sede da Companhia e, ainda, no *website* de Relações com Investidores (www.cpfl.com.br/ri).

a.4) Comitês e Comissões

O Estatuto Social da Companhia prevê, em seu Art. 17, alínea "v", a constituição de Comitês e Comissões pelo Conselho de Administração, cujos membros são nomeados pelo Conselho de Administração para cumprirem o mandato de 1 ano. Os Comitês e as Comissões são órgãos consultivos, que têm como atribuição assessorar o Conselho de Administração em assuntos relacionados à Companhia, às suas controladas e às suas coligadas.

São três os Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração, cujas competências e regras de funcionamento são reguladas em Regimento Interno próprio: Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, Comitê de Partes Relacionadas e Comitê de Gestão de Pessoas.

O Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade é composto por 3 membros. Nos termos do Regimento Interno dos Comitês, compete ao referido Comitê assessorar o Conselho de Administração nos assuntos a seguir: (i) supervisão do trabalho de auditoria interna; (ii) supervisão das atividades de gestão de risco e *compliance*; (iii) supervisão dos sistemas de ética e sustentabilidade; (iv) auxiliar o

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Conselho de Administração em relação às questões relacionadas ao *Sarbanes Oxley Act* e Comitê de Auditoria, delegadas ao Conselho Fiscal; (v) melhorias nos processos de negócios. Além disso, o Conselho de Administração delegou a este Comitê a responsabilidade em monitorar as iniciativas de Sustentabilidade, Meio Ambiente e Comunicação Institucional. Adicionalmente, o referido Comitê incorporou, em 2015, as atividades da extinta Comissão de Gestão de Riscos Corporativos, em razão do que o referido comitê passou a ser denominado Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade.

O Comitê de Gestão de Pessoas é composto por 3 membros. Nos termos do Regimento Interno dos Comitês, compete ao Comitê de Gestão de Pessoas assessorar o Conselho de Administração nos seguintes temas: (i) coordenação do processo de seleção do Diretor Presidente; (ii) definição dos critérios de remuneração dos órgãos administrativos (Diretoria Executiva, Conselho de Administração e Conselho Fiscal) da Companhia e de suas controladas diretas e indiretas, incluindo planos de incentivo de curto e longo prazo; (iii) processos de avaliação, sucessão e estrutura organizacional.

O Comitê de Partes Relacionadas é composto por 3 membros, dos quais 1 membro deve ser considerado independente. Nos termos do Regimento Interno dos Comitês compete ao Comitê de Partes Relacionadas assessorar o Conselho de Administração nas seguintes matérias: (i) avaliação dos processos de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços, que envolvam Parte(s) Relacionada(s), conforme previsto no Estatuto Social da Companhia, garantindo que sejam observadas as condições de mercado; (ii) avaliação do processo de fechamento de contrato(s) de compra e/ou venda de energia para Parte(s) Relacionada(s); e (iii) emissão de lista de partes relacionadas; (iv) análise e avaliação de outras transações com Partes Relacionadas.

Adicionalmente aos Comitês de Assessoramento, nosso Conselho de Administração pode criar comissões de trabalho *ad hoc*, caso seja necessário. As principais responsabilidades de uma comissão de trabalho *ad hoc* incluem avaliar e endereçar assuntos específicos que poderão surgir. Em 2015, o nosso Conselho de Administração aprovou a constituição de duas comissões *ad hoc*: a Comissão de Estratégia e a Comissão de Orçamento e Finanças Corporativas, que têm sido anualmente estabelecidas.

Os 3 (três) Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, a saber, o Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, o Comitê de Partes Relacionadas e o Comitê de Gestão de Pessoas foram constituídos pelo Conselho de Administração, em 25 de abril de 2007. Para o período de mandato 2017/2018, os membros dos Comitês de Gestão de Pessoas, de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade e de Partes Relacionadas foram nomeados na Reunião do Conselho de Administração realizada em 17 de fevereiro de 2017, e reeleitos na reunião do Conselho de Administração realizada em 08 de maio de 2017.

O Estatuto Social da Companhia e o Regimento Interno dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração estão disponíveis na sede da Companhia e, ainda, no *website* de Relações com Investidores (www.cpfl.com.br/ri).

i. se possuem regimento interno próprio, informando, em caso positivo, órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue esses regimentos, locais na rede mundial de computadores onde esses documentos podem ser consultados

As atribuições do Conselho de Administração e dos comitês permanentes que a ele se reportam encontram-se descritas abaixo. O Conselho de Administração e seus Comitês de assessoria possuem regimentos internos, ambos aprovados pelo Conselho de Administração, tendo sido as últimas atualizações aprovadas em 15 de dezembro de 2017 (Conselho de Administração) e 08 de maio de 2017 (Regimento dos Comitês de Assessoria ao Conselho de Administração).

Os referidos documentos podem ser consultados no site da Companhia: www.cpfl.com.br/ri

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

ii. se o emissor possui comitê de auditoria estatutário, informando, caso positivo, suas principais atribuições, forma de funcionamento e se o mesmo atende aos requisitos da regulamentação emitida pela CVM a respeito do assunto

A Companhia não possui comitê de auditoria estatutário, tendo em vista tratar-se de órgão opcional. Cumpre esclarecer que o Conselho Fiscal da Companhia, além de suas demais atribuições, também exerce atividades de *Audit Committee*, em atendimento às regras da Lei *Sarbanes Oxley* (SOX) aplicáveis às empresas estrangeiras listadas em bolsa de valores nos Estados Unidos.

iii. de que forma o conselho de administração avalia o trabalho da auditoria independente, indicando se o emissor possui uma política de contratação de serviços de extra-auditoria com o auditor independente, e informando o órgão responsável pela aprovação da política, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

O Conselho de Administração avalia o trabalho da auditoria independente por meio de reports e esclarecimentos. Os serviços de extra-auditoria são submetidos à aprovação prévia do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia, com a declaração dos auditores de sua independência e da ausência de impedimentos para a realização dos trabalhos contratados.

b) em relação aos membros da diretoria estatutária, suas atribuições e poderes individuais, indicando se a diretoria possui regimento interno próprio, e informando, em caso positivo, órgão responsável pela aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o regimento, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

As atribuições da Diretoria Estatutária da Companhia estão descritas de forma resumida abaixo e constam do Estatuto Social da Companhia. A Diretoria Executiva não possui regimento próprio.

As atribuições individuais dos membros da Diretoria Executiva estão previstas nas alíneas "a", "b", "c", "d", "e", "f" e "g" do parágrafo único do Art. 18 do Estatuto Social da Companhia. Atualmente a Diretoria Estatutária da Companhia é composta pelos seguintes membros:

CARGO	ATRIBUIÇÕES
Diretor Presidente	<p>Dirigir e liderar todos os negócios e a administração geral da Companhia e das sociedades direta e indiretamente controladas e das coligadas; promover o desenvolvimento e a execução da estratégia corporativa, incluindo a gestão corporativa de riscos e de pessoas e a gestão regulatória; exercer as demais atribuições que lhe foram conferidas por este Estatuto, pelo Conselho de Administração e, ainda, privativamente:</p> <p>(i) convocar e presidir as reuniões da Diretoria Executiva;</p> <p>(ii) conceder licença aos membros da Diretoria Executiva e indicar-lhes substitutos;</p> <p>(iii) coordenar e orientar os trabalhos dos Diretores Vice-Presidentes;</p> <p>(iv) propor ao Conselho de Administração as áreas de atuação de cada Diretor Vice-Presidente;</p> <p>(v) tomar decisões de caráter de urgência de competência da Diretoria Executiva, "ad referendum" desta;</p> <p>(vi) representar a Companhia em Assembleias Gerais de acionistas e/ou de quotistas da Sociedade e das sociedades direta ou indiretamente controladas e/ou coligadas, ou indicar um Diretor Vice-Presidente ou um procurador para, em seu lugar, representar a Companhia; e</p> <p>(vii) indicar os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva das sociedades direta ou indiretamente controladas e/ou coligadas, de acordo com a quantidade de ações ou quotas detidas pela Companhia, nos termos da alínea "ad" do Art. 17 deste Estatuto.</p>

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Diretor Vice-Presidente Executivo Sênior	Auxiliar o Diretor Presidente em todas as suas atribuições. O Diretor Vice-Presidente Executivo Sênior terá como atribuições exclusivas, em relação à Companhia e às suas subsidiárias direta ou indiretamente controladas e associadas: (i) supervisionar o desenvolvimento de novos negócios, as áreas administrativas e financeiras; (ii) supervisionar a comunicação, as questões legais, de sustentabilidade, tecnologia da informação, suprimentos e infraestrutura; (iii) supervisionar as operações de distribuição, geração, transmissão e prestação de serviços.
Diretor Vice-Presidente Executivo	(i) auxiliar o Diretor Vice-Presidente Executivo Sênior em todas as suas funções. (ii) dirigir e liderar a gestão dos recursos humanos da Companhia e das sociedades direta ou indiretamente controladas e/ou coligadas à Companhia.
Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas	Dirigir e liderar os negócios relativos à distribuição de energia elétrica, observando e fazendo observar a regulação e os riscos inerentes aos negócios nas empresas direta e indiretamente controladas pela Companhia, competindo-lhe propor e gerir os investimentos; propor e implantar novos projetos, garantindo a excelência das operações; gerir os processos relativos à operação da distribuição e respectivos assuntos regulatórios, à engenharia de operações, e aos processos relacionados aos contratos de compra e venda de energia dos negócios de distribuição, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia;
Diretor Vice-Presidente de Operações de Mercado	Dirigir e liderar os negócios de geração, comercialização e prestação de serviços relativos a energia elétrica nas empresas direta e indiretamente controladas pela Companhia, competindo-lhe propor e gerir os investimentos relacionados a esses negócios, propor e implantar novos projetos, garantindo a excelência e o desenvolvimento das operações, planejar e realizar as atividades de venda de energia e de serviços, observando e fazendo observar a regulação e os riscos inerentes aos negócios, e gerir a engenharia de operações e os processos de eficiência energética, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia
Diretor Vice-Presidente Jurídico e Relações Institucionais	Dirigir e liderar as comunicações externas e a interlocução institucional, bem como os assuntos jurídicos e de sustentabilidade; definir e garantir o cumprimento dos princípios e normas legais, de meio-ambiente e de comunicação da Companhia e das sociedades direta ou indiretamente controladas, ou coligadas, e realizar ações corretivas na ocorrência de eventuais incidentes jurídicos, regulatórios, ambientais e de reputação, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia.
Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios e Planejamento	Dirigir e liderar a avaliação do potencial e o desenvolvimento de novos negócios nas áreas de distribuição, geração, e comercialização e prestação de serviços relativos a energia elétrica, além de outras atividades correlatas ou complementares; bem como dirigir e liderar os processos de gestão dos planos estratégicos, de energia e inovação na Companhia e nas sociedades direta ou indiretamente controladas, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia.
Diretor Vice-Presidente Financeiro & Relações com Investidores	Dirigir e liderar a administração e gestão das atividades financeiras da Companhia e das sociedades direta e indiretamente controladas, incluindo a análise de investimentos, a propositura e contratação de empréstimos e financiamentos, as operações de tesouraria, planejamento e controle financeiro e tributário, e a gestão das atividades inerentes à contabilidade, competindo-lhe, ainda, desempenhar as funções de representante da Companhia e das sociedades diretamente controladas em suas relações com os investidores e o mercado de capitais.
Diretor Vice-Presidente de Gestão Empresarial	Dirigir e liderar os processos de planejamento de tecnologia da informação, qualidade, suprimentos, infraestrutura, e gestão de procedimentos logísticos; gerir os processos e sistemas de gestão organizacional, propor e/ou disseminar normas inerentes a esses processos, bem como propor, avaliar, planejar e implantar novos projetos e investimentos pertinentes a tais processos, com

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

	ênfase nos princípios de eficácia empresarial da Companhia e das sociedades direta e indiretamente controladas ou coligadas, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia.
--	---

- c) data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês, informando se possui regimento interno próprio, e indicando, em caso positivo, data da sua aprovação pelo conselho fiscal e, caso o emissor divulgue o regimento, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado;**

O Art. 26 do Estatuto Social da Companhia estabelece que o Conselho Fiscal da Companhia tem funcionamento permanente, sendo os seus membros eleitos para um mandato de um ano, sendo permitida a reeleição. Os membros do Conselho Fiscal da Companhia eleitos na Assembleia Geral Ordinária realizada em 27 de abril de 2018 tomaram posse na mesma data e permanecem em exercício até a Assembleia Geral Ordinária que se realizará em 2019.

O Conselho Fiscal possui regimento próprio, tendo sido sua última atualização aprovada pelo próprio órgão em reunião datada de 05 de dezembro de 2017. O Regimento do Conselho Fiscal pode ser encontrado no site da Companhia: www.cpfl.com.br/ri.

- d) se há mecanismos de avaliação de desempenho do conselho de administração e de cada órgão ou comitê que se reporta ao conselho de administração, informando, em caso positivo:**

- i. a periodicidade da avaliação e sua abrangência, indicando se a avaliação é feita somente em relação ao órgão ou se inclui também a avaliação individual de seus membros**
- ii. metodologia adotada e os principais critérios utilizados na avaliação**
- iii. como os resultados da avaliação são utilizados pelo emissor para aprimorar o funcionamento deste órgão; e**
- iv. se foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos**

O Regimento Interno do Conselho de Administração prevê que, no último mês de cada exercício social, o Presidente do Conselho de Administração deverá encaminhar aos seus membros um questionário de avaliação para ser preenchido individualmente pelos conselheiros. Os resultados desta avaliação são posteriormente divulgados a todos os Conselheiros, com o objetivo de aprimorar cada vez mais o desempenho do Conselho de Administração.

A avaliação abrange o desempenho do Conselho de Administração como um todo (sem que haja avaliação individual de seus membros) e é realizada anualmente por meio de questionário encaminhado aos membros do Conselho. Para a avaliação referente ao exercício de 2017 não foram contratados serviços de consultoria ou assessoria externos.

Os membros do Conselho Fiscal também são avaliados, com o objetivo de possibilitar uma reflexão acerca de seu conhecimento e de suas atividades desempenhadas, de acordo com o disposto no Regimento Interno, o qual estabelece, ainda, que, no prazo de até 30 dias, após a data de sua eleição, os membros do Conselho Fiscal devem tomar conhecimento, por meio dos auditores independentes, dos parâmetros de avaliação de desempenho do Conselho Fiscal, de acordo com as disposições da Lei Sarbanes-Oxley.

A Companhia realiza também uma avaliação da Diretoria Executiva, de acordo com metas corporativas e individuais estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia e métricas do Sistema de Geração de Valor ao Acionista (GVA®), previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração. Adicionalmente, e com relação à remuneração variável da Diretoria Executiva, a Companhia realiza a avaliação da sua Diretoria Executiva, verificando o desempenho de seus membros,

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

conforme metas corporativas e individuais, estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia, previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração.

O Conselho de Administração conta com a assessoria do Comitê de Gestão de Pessoas para acompanhar e avaliar o desempenho da Diretoria Executiva em relação ao cumprimento de suas metas.

Compete, ainda, ao Comitê de Gestão de Pessoas acompanhar o Plano de Sucessão da Diretoria Executiva e validar os cálculos previstos na norma administrativa que estabelece diretrizes do Plano de Incentivos de Curto e Longo Prazo para a Diretoria Executiva da Companhia.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

12.2 Descrever as regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais, indicando:

a) prazos de convocação

A Companhia não adota práticas ou políticas diferenciadas em relação aos prazos de convocação estipulados na legislação societária e pelas normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

A Lei nº 6.404/64 dispõe que todas as Assembleias Gerais devem ser convocadas mediante anúncio publicado por 3 vezes, no mínimo, no Diário Oficial da União ou do Estado em que esteja situada a sede da Companhia e em outro jornal de grande circulação. As publicações da Companhia são atualmente feitas no "Diário Oficial do Estado de São Paulo", e, ainda, no jornal "Valor Econômico".

A Lei nº 6.404/76 determina que as Assembleias Gerais sejam convocadas com antecedência mínima de 15 dias, em primeira convocação, e 8 dias, em segunda convocação. Não obstante, por ter programa de ADR patrocinado, a Companhia publica seus editais de convocação das Assembleias Gerais com 30 dias de antecedência, em cumprimento ao art. 8º da Instrução CVM nº 559/15.

b) competências

A Assembleia Geral de Acionistas da Companhia tem por competência deliberar sobre matérias previstas na Lei nº 6.404/76 e no Estatuto Social.

- Na forma da Lei nº 6.404/76 e do Art. 8º do Estatuto Social, compete à Assembleia Geral Ordinária da Companhia: tomar as contas dos administradores, relativas ao último exercício social;
- examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras, instruídas com parecer do Conselho Fiscal;
- deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição dos dividendos;
- eleger os membros do Conselho Fiscal, efetivos e suplentes;
- eleger os membros do Conselho de Administração, efetivos e suplentes; e
- fixar os honorários globais dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria, bem como os honorários do Conselho Fiscal.

Nos termos do Parágrafo Único do Art. 9 do Estatuto Social, além das demais atribuições previstas em lei e em outras disposições do Estatuto Social, compete à Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovar:

- o cancelamento do registro de Companhia Aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários;
- a saída do Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão;
- a escolha de empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia para fins das ofertas públicas previstas nos Capítulos VIII e IX do Estatuto Social, dentre uma lista tríplice de empresas apontadas pelo Conselho de Administração;
- os planos para outorga de opção de compra de ações a administradores e empregados da Companhia e de outras sociedades que sejam controladas direta ou indiretamente pela Companhia, sem direito de preferência dos acionistas; e
- a reforma do Estatuto Social.

A Companhia não adota políticas ou práticas diferenciadas em relação ao previsto na legislação societária.

c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Sede da Companhia: Rodovia Engenheiro Miguel Noel Nascentes Burnier, 1755 – Km 2,5, parte – Parque São Quirino, Campinas, São Paulo.

Website de Relações com Investidores: www.cpfl.com.br/ri

Website da Comissão de Valores Mobiliários – CVM: www.cvm.gov.br

Website da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão: www.b3.com.br

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

d) identificação e administração de conflitos de interesses

O Presidente da Assembleia deverá zelar pelo cumprimento das melhores práticas de governança corporativa adotadas pela Companhia, a saber, o Código de Melhores Práticas do IBGC. O Código prevê que o acionista que, por qualquer motivo, tiver interesse conflitante com o da organização em determinada deliberação:

- deve comunicar imediatamente o fato e abster-se de participar da discussão e da votação dessa matéria;
- se estiver representando terceiros, só deve ser autorizado a votar caso o instrumento de mandato tenha sido dado por um acionista não conflitado e expresse, explicitamente, qual o voto a ser proferido, devendo abster-se de participar da discussão; e
- caso o acionista mandatário também possua conflito ou a procuração não seja explícita com relação ao voto a ser proferido, ele não deve ser autorizado a participar e votar, ainda que representando o terceiro.

O Código de Melhores Práticas destaca que a pessoa que não é independente em relação à matéria em discussão ou deliberação deve manifestar, tempestivamente, seu conflito de interesses ou interesse particular. Caso não o faça, outra pessoa deve manifestar o conflito, caso dele tenha ciência. Tão logo identificado conflito de interesses em relação a um tema específico, a pessoa envolvida deve afastar-se, inclusive fisicamente, das discussões e deliberações. Esse afastamento temporário deve ser registrado em ata.

O Presidente da Assembleia deve igualmente zelar para o cumprimento do art. 115 da Lei 6.404/76, que reforça que o acionista deve exercer o direito a voto no interesse da companhia e aponta restrições e penalidades aos acionistas que eventualmente agirem de forma contrária.

e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

A Companhia adota como prática de governança corporativa a elaboração de manuais de assembleia, que são disponibilizados aos seus acionistas por meio eletrônico. Nos referidos manuais de assembleia, a Companhia coloca à disposição dos acionistas um modelo de procuração, assim como um colaborador da Companhia que poderá ser indicado como procurador para representá-los, sem qualquer ônus e com observância estrita ao mandato que lhe for outorgado, de forma a permitir a maior participação dos acionistas da Companhia nas assembleias.

A Companhia não adota como prática a elaboração de pedidos públicos de procuração, nos termos da Instrução CVM 481/09, bem como a outorga de procurações por meio eletrônico. Sem prejuízo do acima disposto, a Companhia constantemente estuda mecanismos para permitir maior participação de seus acionistas nas deliberações sociais, bem como está apta para cumprir com as obrigações previstas na Instrução CVM 481/09.

f) formalidades necessárias para aceitação de procurações outorgadas por acionistas, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notariação, consularização e tradução juramentada e se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico

Os documentos de representação dos acionistas, para fins de participação nas Assembleias Gerais, deverão ser depositados na sede da Companhia, com 24 (vinte e quatro) horas de antecedência da hora marcada para o início dos trabalhos, podendo os acionistas fazer-se representar por procurador constituído na forma do Artigo 126 da Lei nº 6.404/76 (procurador constituído há menos de 1 ano, que seja acionista, administrador da Companhia ou advogado, sendo que, na companhia aberta, o procurador poderá, ainda, ser instituição financeira), nos termos do Artigo 11 do Estatuto Social.

Conforme entendimento da CVM, nos termos do Ofício Circular CVM/SEP 002/16, acionistas pessoas jurídicas podem ser representadas nas assembleias por meio de seus representantes legais ou por meio de mandatários devidamente constituídos, de acordo com os atos constitutivos de tal acionista e com as regras do Código Civil, não sendo necessário que esse mandatário seja acionista ou administrador da Companhia ou, ainda, advogado.

O Parágrafo Único do Art. 11 do Estatuto Social prevê, ainda, que o acionista que comparecer à Assembleia Geral munido dos documentos exigidos poderá participar e votar, mesmo que tenha deixado

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

de depositá-los previamente. Esta solicitação de depósito prévio de procuração visa apenas facilitar os trabalhos de preparação da documentação das assembleias e não representa obstáculo à participação daqueles acionistas que não depositarem previamente as procurações nas assembleias.

A Companhia solicita que as procurações outorgadas no Brasil tenham reconhecimento de firma em cartório e quanto àquelas outorgadas no exterior deverão ser notariadas por notário público ou Tabelião Público devidamente habilitado para este fim, legalizados em consulado brasileiro ou apostilados, conforme aplicável, e traduzidas para o Português por tradutor juramentado e registradas no Registro de Títulos e Documentos, nos termos da legislação em vigor.

O Estatuto Social da Companhia não prevê a possibilidade de procurações outorgadas por meio eletrônico.

No último exercício social, a Companhia não adotou nenhuma outra prática acerca das formalidades relacionadas às assembleias gerais, além das descritas acima e das previstas em seu Estatuto Social.

g) formalidades necessárias para aceitação do boletim de voto à distância, quando enviados diretamente à companhia, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notarização e consularização

Os acionistas poderão preencher e enviar os Boletins de Voto à distância, a seu critério, (i) diretamente à Companhia; ou (ii) por instruções de preenchimento transmitidas a seus respectivos agentes de custódia ou ao agente escriturador da Companhia, conforme suas ações estejam ou não depositadas em depositário central.

Caso opte por exercer o seu direito de voto à distância e enviar o Boletim de Voto à distância diretamente à Companhia, nos termos da Instrução CVM nº 481, com redação dada pela Instrução CVM nº 561/15, mediante o envio do Boletim de Voto à distância diretamente à Companhia, o acionista deverá encaminhar os seguintes documentos à Rodovia Engenheiro Miguel Noel Nascentes Burnier, 1755 – Km 2,5, parte – Parque São Quirino, Campinas, São Paulo., aos cuidados da Diretoria de Relações com Investidores:

- via física do Boletim de Voto à distância com **(i)** todos os seus campos devidamente preenchidos, **(ii)** todas as suas páginas rubricadas e, **(iii)** ao final, a assinatura do acionista ou de seu(s) representante(s) legal(is), conforme o caso, e nos termos da regulamentação vigente;
- cópia autenticada dos seguintes documentos, conforme o caso:

Acionista Pessoa Física	Acionista Pessoa Jurídica	Acionista constituído sob a forma de Fundo de Investimento
Documento de identificação com foto. Exemplos: RG, RNE, CNH ou carteiras de classe profissional oficialmente reconhecidas.	Documento de identificação com foto do(s) representante(s) legal(is) do acionista, exemplar do último Estatuto ou Contrato Social consolidado e, ainda, a documentação societária que lhe(s) outorgue poderes de representação (ata de eleição dos diretores ou procuração).	Documento de identificação com foto do(s) representante(s) legal(is) do administrador do Fundo de Investimento (ou do gestor, conforme o caso), exemplar do último regulamento consolidado do fundo e do Estatuto ou Contrato Social do seu administrador, além da documentação societária que lhe(s) outorgue poderes de representação (ata de eleição dos diretores ou procuração).

O Boletim de Voto à distância deverá ser recebido em até, no máximo, 7 (sete) dias antes da data de realização da respectiva Assembleia.

A Companhia esclarece que o boletim de voto a distância deverá ter firma reconhecida em cartório e, quanto àquelas outorgadas no exterior, ser notariado e apostilado por notário público ou Tabelião Público devidamente habilitado para este fim, bem como consularizado em consulado brasileiro ou apostilado, conforme aplicável, e, se aplicável, traduzido para o português por tradutor juramentado.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

Uma vez recebidos o Boletim de Voto à distância e os documentos que o tiverem acompanhado, a Companhia comunicará o acionista acerca de seu recebimento e de sua aceitação ou não, nos termos do art. 21-U da Instrução CVM nº 481/09, conforme alterada.

O acionista que optar por exercer o seu direito de voto à distância por intermédio de prestadores de serviços deverá transmitir as suas instruções de voto a seus respectivos agentes de custódia ou ao agente escriturador das ações de emissão da Companhia, conforme suas ações estejam ou não depositadas em depositário central, e desde que observadas às regras por eles determinadas. Para mais informações, vide item (k) abaixo.

Além disso, caso assim lhe convier, o acionista também poderá enviar as vias digitalizadas dos documentos referidos acima para o endereço eletrônico ri@cpfl.com.br.

h) se a companhia disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto à distância ou de participação a distância

Não aplicável, uma vez que até a data do presente Formulário de Referência, a Companhia não disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação à distância.

i) instruções para que acionista ou grupo de acionistas inclua propostas de deliberação, chapas ou candidatos a membros do conselho de administração e do conselho fiscal no boletim de voto a distância

Conforme previsto no art. 21-L da Instrução CVM nº 481/09, acionistas que representem os percentuais mínimos estabelecidos na Lei 6.404/76 e nos Anexos 21-L-I e 21-L-II da Instrução CVM nº 481/09 poderão solicitar, respectivamente, a inclusão no boletim de voto a distância de (i) candidatos ao conselho de administração e ao conselho fiscal da companhia, sempre que convocada assembleia geral para sua eleição sujeita ao procedimento de voto a distância, conforme § 1º do art. 21-A, ou (ii) propostas de deliberação para as assembleias gerais ordinárias da Companhia.

As solicitações de inclusão descritas acima deverão ser recebidas pela Diretoria de Relações com Investidores da Companhia **(i)** na hipótese de assembleia geral ordinária, entre o primeiro dia útil do exercício social em que se realizará a assembleia geral ordinária e até 25 (vinte e cinco) dias antes da data prevista para sua realização, conforme divulgada no Calendário de Eventos Corporativos da Companhia; ou **(ii)** na hipótese de assembleia geral extraordinária convocada para eleição de membros do conselho de administração e do conselho fiscal, entre o primeiro dia útil após a ocorrência de evento que justifique a convocação da referida assembleia geral e até 25 (vinte e cinco) dias antes da data de realização da assembleia, hipótese em que a administração da Companhia comunicará ao mercado, ainda que em caráter provisório, a data de realização da respectiva assembleia geral, bem como o prazo para a inclusão de candidatos no Boletim de Voto à distância.

Toda e qualquer solicitação de inclusão de propostas ou candidatos no boletim de voto a distância, conforme descritas acima, deverão observar os requisitos legais aplicáveis, bem como o disposto nos arts. 21-L e 21-M da Instrução CVM nº 481/09 e deverão ser enviadas aos seguintes endereços, físicos e eletrônicos:

Departamento de Relações com Investidores

Rodovia Engenheiro Miguel Noel Nascentes Burnier, 1755 – Km 2,5, parte – Parque São Quirino, Campinas, São Paulo.

E-mail: ri@cpfl.com.br

j) se a companhia disponibiliza fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias.

No Website de Relações com Investidores da Companhia: www.cpfl.com.br/ri, existe um link, denominado "Fale com o RI", no qual são disponibilizadas as formas possíveis de contato e/ou esclarecimentos de dúvidas junto à Diretoria de Relações com Investidores da Companhia (por e-mail ou por telefone), de maneira que os comentários dos acionistas sobre as pautas de assembleias podem ser recebidos por meio destes canais.

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

k) Outras informações necessárias à participação a distância e ao exercício do direito de voto à distância.

A Companhia esclarece que o sistema de voto à distância passou a ser adotado em 1º de janeiro de 2017, em atendimento à Instrução CVM nº 481/09.

Além do envio do Boletim de Voto diretamente à Companhia, os acionistas também poderão exercer o voto à distância através das instruções de preenchimento transmitidas a seus respectivos agentes de custódia ou ao agente escriturador da Companhia, conforme suas ações estejam ou não depositadas em depositório central.

Para tanto, os acionistas deverão entrar em contato com os seus agentes de custódia ou com o agente escriturador das ações de emissão da Companhia e verificar os procedimentos por eles estabelecidos para a emissão das instruções de voto via Boletim de Voto à distância, bem como os documentos e informações que venham a ser por eles exigidos.

12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

12.3 Descrever as regras, políticas e práticas relativas ao conselho de administração, indicando:
--

A Companhia se rege por Diretrizes de Governança Corporativa que reúnem e consolidam o conjunto de mecanismos formais e informais que visam promover a interação entre os Acionistas, o Conselho de Administração, o Conselho Fiscal e a Diretoria Executiva da Companhia. O Conselho de Administração tem suas regras de funcionamento disciplinadas em seu Regimento Interno.

Conforme previsto no Art. 13, Parágrafo Único do Estatuto Social da Companhia, os cargos de Presidente do Conselho de Administração e de Diretor Presidente não poderão ser acumulados pela mesma pessoa.

Conforme informado no item 12.1, o Art. 15 do Estatuto Social da Companhia dispõe que o Conselho de Administração é composto por um mínimo de 5 (cinco) membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 1 (um) ano, sendo permitida a reeleição.

Nos termos do Art. 15, Parágrafo 5º do Estatuto Social, a Assembleia Geral poderá eleger Conselheiros suplentes que substituem os Conselheiros titulares a que estiverem vinculados em suas ausências ou impedimentos temporários.

O Conselho de Administração tem um Presidente e um Vice-Presidente que são eleitos dentre seus membros na primeira reunião que ocorrer após a eleição dos conselheiros. Os Conselheiros têm mandato unificado de 1 (um) ano, podendo ser reeleitos e, ao término do prazo de seus mandatos, permanecem nos cargos até a posse dos sucessores (Art. 15).

Atualmente, o Conselho de Administração da Companhia é composto por 7 (sete) membros titulares, 2 (dois) dos quais são Conselheiros Independentes.

Todos os membros do Conselho de Administração, ao serem investidos nos respectivos cargos, assinam: (i) Termo de Anuência dos Administradores a que alude o Regulamento de Listagem do Novo Mercado, pelo qual se comprometem a cumprir as regras ali constantes, (ii) Termo de Adesão à Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia, (iii) Termo de Adesão à Política de Negociação de Valores Mobiliários e (iv) Termo de Compromisso para Dirigentes da CPFL Energia com o Código de Ética.

a) número de reuniões realizadas no último exercício social, discriminando entre número de reuniões ordinárias e extraordinárias

Nos termos do Parágrafo 1º do Art. 17 do Estatuto Social da Companhia, o Conselho de Administração deve realizar, no mínimo, 12 reuniões anuais, em caráter ordinário, conforme calendário a ser divulgado no primeiro mês de cada exercício social, podendo, entretanto, ser realizadas reuniões extraordinárias, caso o Presidente do Conselho de Administração assim solicite, por iniciativa própria ou mediante provocação de qualquer membro. No exercício social de 2017, o Conselho de Administração da Companhia se reuniu 22 vezes, sendo 12 reuniões ordinárias e 10 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

Em 23 de janeiro de 2017 foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações datado de 02 de setembro de 2016 e celebrado entre a State Grid Brazil Power Participações S.A., a Camargo Correa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS e a Fundação SABESP de Seguridade Social — SABESPREV. Com a operação, a State Grid Brazil Power Participações S.A. tornou-se o único acionista controlador da Companhia, de forma que o Acordo de Acionistas datado de 22 de março de 2002, celebrado entre os antigos controladores, foi rescindido conforme divulgado no Fato Relevante de 23 de janeiro de 2017.

12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses

Aplicam-se à Companhia as disposições do Art. 156 da Lei nº 6.404/76, que veda ao administrador intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, bem como na deliberação que a respeito tomarem os demais administradores, cumprindo-lhe cientificá-los do seu impedimento e fazer consignar, em ata de reunião do conselho de administração ou da diretoria, a natureza e extensão do seu interesse. Nos termos do Parágrafo 1º do mesmo artigo, o administrador somente pode contratar com a Companhia se observar condições razoáveis ou equitativas, idênticas às que prevalecem no mercado ou em que a Companhia contrataria com terceiros, sob pena do negócio ser declarado anulável e o administrador interessado ficar obrigado a transferir para a Companhia as vantagens que dele tiver auferido.

No âmbito de transações com partes relacionadas, a Companhia busca implementar mecanismos para evitar eventuais conflitos de interesses. O Art. 17 do Estatuto Social estabelece, na alínea "m", como atribuições do Conselho de Administração da Companhia, autorizar prévia e expressamente a celebração de contratos pela Companhia ou suas controladas com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 11.851.000,00 (conforme atualizado por IGP-M). Nesse contexto, vale ressaltar que o próprio Regimento Interno do Conselho de Administração dispõe que: (i) cabe ao Conselho de Administração prevenir e administrar situações de conflito de interesses ou de divergência de opiniões; e (ii) qualquer conselheiro que possua efetivo ou potencial conflito de interesse ou que esteja ligado à parte relacionada, cujas atividades preponderantes impliquem existência, efetiva ou potencial, de conflito de interesses com determinada matéria a ser examinada pelo conselho, deverá abster-se de participar da parte da reunião na qual tal matéria for analisada. Ainda, as transações envolvendo partes relacionadas devem ser previamente submetidas ao Comitê de Partes Relacionadas que, nos termos do Regimento Interno dos Comitês, tem competência para assessorar o Conselho de Administração nas questões relativas a operações com Partes Relacionadas.

d) se o emissor possui política de indicação e de preenchimento de cargos do conselho de administração formalmente aprovada, informando, em caso positivo:

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

A indicação de membros do Conselho de Administração é feita pelos acionistas da Companhia, nos termos da legislação aplicável. A Companhia não possui qualquer política neste sentido.

12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem

12.4 Se existir, descrever a cláusula compromissória inserida no estatuto para a resolução dos conflitos entre acionistas e entre estes e o emissor por meio de arbitragem.

O Art. 43 do Estatuto Social determina que a Companhia, seus acionistas, os administradores e os membros do Conselho Fiscal, obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada com ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei 6.404/76, no Estatuto Social da Companhia, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, do Regulamento de Arbitragem, do Regulamento de Sanções e das Cláusulas Compromissórias do Contrato de Participação no Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa , Balcão.

12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
YueHui Pan	17/08/1984	Pertence apenas à Diretoria	09/05/2019	02 anos – até 1ª RCA após AGO de 2021	1
061.539.517-16	Contador	19 - Outros Diretores	09/05/2019	Sim	0.00%
N/A		Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores			
Gustavo Pinto Gachineiro	29/04/1971	Pertence apenas à Diretoria	09/05/2019	02 anos - até a 1ª RCA após AGO de 2021	1
247.699.058-23	Advogado	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	09/05/2019	Sim	0.00%
N/A					
Karin Regina Luchesi	28/10/1976	Pertence apenas à Diretoria	09/05/2019	02 anos - até a 1ª RCA após AGO de 2021	3
219.880.918-45	Engenheira	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	09/05/2019	Sim	0.00%
N/A					
Luis Henrique Ferreira Pinto	26/03/1961	Pertence apenas à Diretoria	09/05/2019	02 anos - até a 1ª RCA após AGO de 2021	3
029.352.408-47	Engenheiro Eletricista	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	09/05/2019	Sim	0.00%
N/A					
Antonio Kandir	02/05/1953	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2019	Até a AGO de 2020	4
146.229.631-91	Engenheiro	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	09/05/2019	Sim	0.00%
N/A					
Shirong Lyu	03/03/1964	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2019	Até a AGO de 2020	1
000.000.000-00	Administrador	21 - Vice Presidente Cons. de Administração	09/05/2019	Sim	0.00%
N/A					
Bo Wen	17/02/1965	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2019	Até a AGO de 2020	1
242.163.038-03	Administrador	20 - Presidente do Conselho de Administração	09/05/2019	Sim	0.00%
N/A					
Yang Qu	07/08/1965	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2019	Até a AGO de 2020	3
061.362.877-22	Administrador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	09/05/2019	Sim	0.00%
N/A					
Marcelo Amaral Moraes	10/07/1967	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2019	Até a AGO de 2020	3

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			
929.390.077-72	Economista	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	09/05/2019	Sim	0.00%
Membro do Comitê de Partes Relacionadas					
Hong Li	14/08/1970	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2019	Até AGO de 2020	0
000.000.000-00	Contador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	09/05/2019	Sim	0.00%
Anselmo Henrique Seto Leal	07/02/1982	Pertence apenas ao Conselho de Administração	30/04/2019	Até AGO de 2020	0
220.943.838-14	Engenheiro Eletricista	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	09/05/2019	Sim	0.00%
Gustavo Estrella	11/03/1974	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	30/04/2019	Até a AGO de 2020	1
037.234.097-09	Administrador de Empresas	39 - Outros Conselheiros / Diretores	09/05/2019	Sim	0.00%
Diretor Presidente		Membro do Conselho de Administração (efetivo)			
Yumeng Zhao	28/08/1973	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	09/05/2019	02 anos - até a 1ª RCA após AGO de 2021	1
239.777.708-88	Administrador	39 - Outros Conselheiros / Diretores	09/05/2019	Sim	0.00%
Membro do Conselho de Administração (Efetivo) e Membro do Comitê de Gestão de Pessoas (suplente)		Diretor Vice-Presidente Executivo			
Yumeng Zhao	28/08/1973	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	30/04/2019	Até a AGO de 2020	3
239.777.708-88	Administrador	39 - Outros Conselheiros / Diretores	09/05/2019	Sim	0.00%
Diretor Vice-Presidente Executivo e Membro do Comitê de Gestão de Pessoas (suplente)		Membro do Conselho de Administração (efetivo)			
Gustavo Estrella	11/03/1974	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	09/05/2019	02 anos - até a 1ª RCA após AGO de 2021	1
037.234.097-09	Administrador de empresas	39 - Outros Conselheiros / Diretores	09/05/2019	Sim	0.00%
Membro do Conselho de Administração (efetivo)		Diretor Presidente			
REGINALDO FERREIRA ALEXANDRE	03/03/1959	Conselho Fiscal	30/04/2019	Até a AGO de 2020	3
003.662.408-03	Economista	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	06/05/2019	Sim	0.00%
N/A					

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			
Lisa Birmann Gabbai	17/08/1984	Conselho Fiscal	30/04/2019	Até a AGO de 2020	1
326.680.018-46	Contadora	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	06/05/2019	Sim	0.00%
N/A					
Ran Zhang	23/02/1983	Conselho Fiscal	30/04/2019	Até a AGO de 2020	3
063.980.997-96	Contadora	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	06/05/2019	Sim	0.00%
N/A					
Chenggang Liu	09/01/1976	Conselho Fiscal	30/04/2019	Até a AGO de 2020	3
063.843.197-21	Contador	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	06/05/2019	Sim	0.00%
N/A					
Jia Jia	26/10/1982	Conselho Fiscal	30/04/2019	Até a AGO de 2020	3
063.817.437-60	Contador	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	06/05/2019	Sim	0.00%
N/A					
Ricardo Florence dos Santos	26/02/1955	Conselho Fiscal	30/04/2019	Até a AGO de 2020	3
812.578.998-72	Administrador	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	06/05/2019	Sim	0.00%
N/A					
Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência					

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 State Grid International Development Co., Ltd. (2009-2010). Atualmente, é Diretor do Departamento Financeiro da State Grid Brazil Holding S.A., já tendo ocupado, neste mesmo departamento, 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. É certificado pelo American Institute of the Chartered Financial Analyst e pelo China Institute of the Certified Public Accountants. Foi Presidente do Conselho de Administração da CPFL Energia de 2017 a 2018. Foi eleito Diretor Vice-Presidente Financeiro Adjunto em maio de 2018 e Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia em dezembro de 2018. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Vice-Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Gustavo Pinto Gachineiro - 247.699.058-23

Formado em Direito pela Universidade de São Paulo em 1993, possui MBA pela Fundação Getúlio Vargas em 2007. Atuou como Advogado na Bardella S/A Industrias Mecânicas de 1995 a 1997 e na Promon Eletrônica de 1997 a 1999. Foi Gerente Jurídico da Stiefel Laboratories em 1999, Diretor Jurídico da AT&T Brazil de 1999 a 2003 e Diretor Jurídico da Elucid (Grupo Rede) em 2003. Na Global Village Telecom (GVT), atuou de 2003 a 2008 como Diretor Jurídico, de 2008 a 2012 como Vice Presidente Jurídico e de RH (provisório) e de 2012 a 2015 como Vice Presidente Jurídico e de Relações Institucionais. Após a aquisição da GVT pelo Telefonica Group, atuou como Vice Presidente Jurídico e de Relações Institucionais da Telefonica Brasil S/A (Vivo) de 2015 a 2017. Foi eleito Vice Presidente Jurídico e de Relações Institucionais da CPFL Energia em 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Vice-Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Karin Regina Luchesi - 219.880.918-45

Formada em Engenharia de Produção de Materiais pela Universidade Federal de São Carlos e com MBA Executivo em Finanças pelo Insper. Iniciou sua carreira já atuando no Setor Elétrico, na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Está na CPFL desde setembro de 2001, tendo atuado durante sete anos como Gerente do Departamento de Gestão de Contratos de Compra e Venda de Energia. Em junho de 2011 assumiu a Diretoria de Comercialização de Energia da Distribuição, e entre janeiro e maio de 2014 respondeu pela Diretoria de Planejamento Energético e Gestão de Energia. A partir de 05 de maio de 2014 assumiu a Presidência de Geração, ocupando também o cargo de Diretora das Sociedades CPFL Transmissão, Paulista Lajeado e CPFL Jaguari de Geração, fazendo parte do Conselho de Administração das empresas CPFL Renováveis, CERAN, Chapecoense, Foz do Chapecó, ENERCAN, BAESA e EPASA. Em 2015, foi eleita a Diretora-Vice Presidente de Operações de Mercado da CPFL Energia. Nos últimos 5 (cinco) anos, a Diretora Vice-Presidente não esteve sujeita aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

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 Escola Federal de Itajubá (EFEI) em 1990, e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) em 2001 (não defendeu tese); e duas especializações, dentre as quais MBA em Gestão Empresarial (2004) e MBA em Gestão Financeira, Controladoria e Auditoria (2011), na Fundação Getúlio Vargas - FGV. Na Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), exerceu diversos cargos, como: Engenheiro de Planejamento da Operação (1986 a 2000); Gerente da Divisão de Serviços da Transmissão da CPFL (2000 a 2001); Gerente da Divisão de Planejamento do Sistema Elétrico da CPFL (2001 a 2002); Gerente do Departamento de Controle Operacional da CPFL Paulista e CPFL Piratininga (2002 a 2006); Diretor de Operações da RGE (2006 a 2009); e Diretor Executivo da RGE (2009 a 2011). Foi representante da CPFL no Grupo Coordenador da Operação Interligada do Sistema Elétrico Sul/Sudeste do Brasil - GCOI/GTPO/ELETOBRAS (1986 a 1996); 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). Foi também Diretor Presidente da RGE (de junho de 2011 a abril 2013). Foi Diretor Presidente da CPFL Paulista e CPFL Piratininga de 2013 a 2015. Em 2015, foi eleito o Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Vice-Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Antonio Kandir - 146.229.631-91

Formado em Engenharia Mecânica de Produção da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP), Mestre em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP e Doutor em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. Foi Ministro de Estado do Planejamento e Orçamento, Deputado Federal, Presidente do Conselho Nacional de Desestatização, Governador Brasileiro no BID, Secretário Especial de Política Econômica, Presidente do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), Diretor Presidente da Kandir e Associados S/C Ltda. (1992-1994) e coordenador de estudos da Itaú Planejamento e Engenharia (1981-1982), diretor de private equity e hedge funds. Sócio da Governança & Gestão Investimentos Ltda. (desde 2004) e da GG Capital Investimentos Ltda. (2012-2016). Trabalhou também como professor da Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, da Pontifícia Universidade Católica de São Paulo (1984-1985), Assistant Faculty Fellow na Universidade de Notre Dame (1987). Atualmente, participa de conselhos de administração de diversas empresas, sendo que nenhuma das empresas integra o grupo econômico da CPFL Energia, tampouco é controlada por acionista detentor de participação superior a 5% das ações ordinárias da CPFL Energia. É conselheiro independente da CPFL Energia desde 2017. No últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Shirong Lyu - 000.000.000-00

Graduado em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Universidade de Xi'an Jiaotong (1983-1987), e Doutor em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Universidade de Xi'an Jiaotong (1995-1999). Iniciou sua carreira no setor de energia elétrica do State Grid Group, na Northwest China Grid Company Limited, onde atuou como Diretor do Departamento de Construção desde 2003. Ele também foi Diretor Geral Adjunto do escritório filipino da SGCC, e Chefe do Grupo P&E da National Grid Corporation das Filipinas (NGCP) (2007-2010), Vice-Presidente da State Grid Brazil Holding Company (2010-2014), Vice-Presidente da State Grid International Development Co., Ltd (2014-2016). Desde 2016, atua como Diretor Geral Adjunto do Departamento de Cooperação Internacional da State Grid Corporation of China. É conselheiro da CPFL Energia desde 2018. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Bo Wen - 242.163.038-03

Graduado em Engenharia de Sistemas de Potência e Automação pela Chongqing University of China em 1988, obteve o mestrado em Ciências da Gestão pela Universidade Xian Jiaotong da China em 2002. Iniciou sua carreira na State Grid Gansu Electric Power Company, tendo experiência na área de planejamento de redes, despacho de grade, projeto e construção de projetos, operação e manutenção de redes, compras, eletrificação rural, pesquisa de leis e políticas, além de gestão empresarial, atuando como engenheiro de campo, chefe de seção, gerente geral, diretor do departamento, engenheiro chefe adjunto em diferentes filiais e sedes regionais. Em 2005, foi nomeado vice-presidente sênior da State Grid Gansu Electric Power Company. Em 2009, foi nomeado vice-presidente executivo da State Grid Xinjiang Electric Power Company. Desde 2011, atua como Diretor Geral do escritório filipino da State Grid Corporation of China (SGCC, concessionária de energia indireta da CPFL Energia) e vice-presidente sênior da State Grid International Development Corporation. A partir de 2011, atuou simultaneamente como Diretor do Conselho e como diretor Técnico da National Grid Corporation das Filipinas. É conselheiro da CPFL Energia desde 2018. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Yang Qu - 061.362.877-22

Graduado em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Chengdu University of Science and Technology (1982-1986). Desde 1986 no Grupo State Grid, iniciou sua carreira na Henan Transmission and Transformation Engineering Company (1986-2003). Entre 2003 e 2006, atuou como Vice-Diretor de Engenharia e Diretor na Henan Transmission and Transformation Engineering Company e no Escritório do Vietnã da State Grid Henan Electric Power Company. Em seguida, ocupou o cargo de Vice-Diretor da Henan Electric Power Company no Vietnã (2006-2008), de Vice-Diretor no Escritório Geral do Departamento de Cooperação Internacional da State Grid Corporation of China (2008-2009), de Vice-Diretor do Departamento de Negócios Internacionais da State Grid International Development Co., Ltd (2009-2010), e Diretor do Departamento de Desenvolvimento de Negócios da State Grid Brazil Holding S.A. (2011-2014). Desde 2014, é Diretor Vice-Presidente da State Grid Brazil Holding S.A. É conselheiro da CPFL Energia desde 2017. No últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Marcelo Amaral Moraes - 929.390.077-72

Graduado em Economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1986-1990), concluiu MBA pela COPPEAD na UFRJ em novembro de 1993 e pósgraduado em Direito Empresarial e Arbitragem pela Fundação Getúlio Vargas em novembro de 2003. Membro efetivo do Conselho Fiscal da Vale S.A. (desde 2004), onde também ocupou o cargo de Membro Suplente do Conselho de Administração (2003). Presidente do Conselho Fiscal da Aceco TI S.A. e membro do Conselho de Administração Diretores da Eternit S.A. Foi Diretor Executivo da Stratus Investimentos Ltda. (2006 a 2010, como gestor de private equity), Diretor Executivo da Capital Dynamics Investimentos Ltda. (2012 a 2015, como gestor de private equity), e Membro Convidado do Conselho de Administração da Infinity Bio-Energy S.A. (2011 a 2012). É conselheiro independente da CPFL Energia desde 2017. No últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Hong Li - 000.000.000-00

Graduado em Engenharia Elétrica pelo Centro Universitário FEI, Pós-Graduado em Avaliação Ambiental e MBA em Finanças. Começou sua carreira em 2004 na empresa de indústria energética SIEMENS, na posição de Engenheiro de Desenvolvimento Sênior até 2009. Atuou também como Gerente Executivo de Novos Negócios na EDP Brasil, empresa do setor elétrico. Ingressou na State Grid Brazil Holding no ano de 2016 como Diretor de Construção e Controle de Planejamento da Xingu Rio Transmissora de Energia, e atua até os dias de hoje como Diretor Assistente e Diretor de Meio Ambiente, Segurança e da Terra. É conselheiro da CPFL Energia desde 2019. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Anselmo Henrique Seto Leal - 220.943.838-14

Graduado em Ciências Contábeis em Changsha (China) pela Faculdade Normal de Energia Elétrica. Começou sua carreira em 1992 na Divisão de Finanças da Caixa de Moeda Estrangeira na China International Water & Electric Corporation, ficando até 1996 como Contador Assistente no Departamento Financeiro. Em 1997, ingressou na China Electric Power Technology Import & Export Corporation, como Supervisor Sênior do Departamento de Finanças, passando em 2005 a atuar como Diretor Financeiro, ficando até 2009. Em 31 de outubro de 2017, foi escolhido como o Principal Talento Líder Nacional em CFO pelo Ministério das Finanças da China. Em seguida, atuou como Diretor Financeiro na State Grid International Development Limited, e nos dias de hoje atua como Diretor Financeiro na State Grid International Development Limited Co. Atualmente, é também membro do Conselho de Administração da ADMIE S.A. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Gustavo Estrella - 037.234.097-09

Gustavo Estrella - 037.234.097-09

Graduado em Administração de Empresas pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ. Pós-graduado (MBA) em Finanças pela IBMEC-RJ. Trabalhou no Grupo Lafarge e nas empresas Light e Brasil Telecom. Está no Grupo CPFL Energia desde 2001, tendo atuado neste período como gerente de Planejamento Econômico-Financeiro, Diretor de Relações com o Mercado Investidor e Diretor de Planejamento e Controle. De 2013 a 2018, foi Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia e Diretor Financeiro de várias subsidiárias do grupo CPFL Energia. É, também, Vice-Presidente do Conselho de Administração da CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, RGE Sul, CPFL Geração e Paulista Lajeado e membro do Conselho de Administração da CPFL Renováveis e Sul Geradora. Foi eleito Diretor Presidente da CPFL Energia em dezembro de 2018. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Yumeng Zhao - 239.777.708-88

Yumeng Zhao - 239.777.708-88

Graduado em Instrumentos e Medição Eletromagnética pela Huazhong University of Science and Technology (1990-1994), mestre em administração pela Royal Melbourne Institute of Technology e mestre em Sistemas de Energia Elétrica e Automação na Hefei University of Technology. Começou sua carreira em 1994 no setor de energia elétrica do Grupo State Grid, na Hefei Electric Power Company, na qual ocupou a posição de Chefe do Departamento de Comercialização (2004-2006) e como Gerente do Departamento de Comercialização da State Grid Anhui Electric Power Company (2006), Vice-Presidente da Xuancheng Electric Power Company (2006-2009), Presidente da Chuzhou Electric Power Company (2009-2013) e Presidente da Anqing Electric Power Company desde 2013. É Diretor Presidente Adjunto e membro do Conselho de Administração da CPFL Energia desde 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

REGINALDO FERREIRA ALEXANDRE - 003.662.408-03

Possui 18 anos de experiência na área de pesquisa, como analista, coordenador e chefe de equipes no Citibank, Unibanco, Paribas, BBA Creditanstalt e Itaú. Também possui 5 anos de experiência na área de análise de crédito (a maioria, no Citibank) e prática, tendo atuado na qualidade de administrador e de diretor assistente nas empresas de consultoria Accenture e Deloitte, em operações estruturadas ligadas ao mercado de capitais, bem como em atividades na área de Investment Banking, tais como fusões e aquisições e reorganizações societárias. Hoje, essa experiência se estende à Proxycon Business Consulting (governança e finanças corporativas). É também membro do Conselho de Normas Contábeis do Brasil (desde a sua criação em 2005), Analista de Investimentos Certificado, Gestor de Carteiras certificado pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), Presidente da Associação Brasileira de Pesquisa de Investimentos, Membro do Comitê de Governança Corporativa da Câmara de Comércio Americana do Brasil (Amcham), um dos autores do Código Brasileiro de Governança Corporativa - Companhias Abertas, Membro da Câmara de Governança Corporativa da Comissão de Governança Corporativa (BM&FBovespa). O Sr. Reginaldo é membro do Conselho Fiscal das seguintes companhias de capital aberto: (i) BRF S.A., empresa de alimentos (eleito em abril de 2015 e reeleito em abril de 2016), (ii) Lochpe Maxion SA, empresa de rodas e autopeças (eleito em abril de 2013 e reeleito em abril de 2014, 2015 e 2016), (iii) Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás, empresa de petróleo e gás (eleito em abril de 2013 e reeleito em abril de 2014, 2015 e 2016); (iv) Ser Educacional S.A., empresa educativa (presidente do Conselho Fiscal, eleito em abril de 2015 e reeleito em abril de 2016) e (v) membro suplente do conselho fiscal da Mahle Metal Leve S.A., empresa de autopeças (eleito em abril de 2015 e reeleito em 2016). É conselheiro da CPFL Energia desde 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Lisa Birmann Gabbai - 326.680.018-46

Possui graduação em economia pela Tufts University (2006) e pós-graduação em finanças corporativas pela Fundação Getúlio Vargas. Trabalha no setor energético brasileiro desde 2006. Atua como Gerente do Departamento de Investimento e Financiamento da State Grid Brazil Holding S.A. desde 2014, onde lidera todos os novos contratos de financiamento e estratégia financeira para leilões Greenfield para o grupo SGBH. como uma equipe de dois analistas seniores. É conselheira da CPFL Energia desde 2018. Nos últimos 5 (cinco) anos, a Conselheira não esteve sujeita aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Ran Zhang - 063.980.997-96

Graduada em Contabilidade pela London South Bank University (2002-2004) e mestre em Contabilidade na Beijing Technology and Business University. Gerente do Departamento de Ativos Financeiros da China Electric Power Technology Import and Export Corporation (2009-2010), sendo responsável pela contabilidade e pelo controle de custos deste setor. De 2010 a 2012, foi a responsável pelo Planejamento Tributário e Controle de Riscos Internos da State Grid International Development Co., Ltd, onde também foi a responsável pela consolidação contábil e pelo controle de custos do Departamento de Ativos Financeiros (2012-2016). Atualmente, é Diretora Adjunta do Departamento de Ativos Financeiros da State Grid Brazil Holding S.A. e Diretora Vice-presidente Financeira da Belo Monte Transmissora de Energia S.A. Ela é certificada pela The Association Of Chartered Certified Accountants. É conselheira da CPFL Energia desde 2017, tendo sido eleita Presidente do Conselho em 2018. Nos últimos 5 (cinco) anos, a Conselheira não esteve sujeita aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Chenggang Liu - 063.843.197-21

Graduado em Contabilidade pela Hunan University of Finance and Economics e mestre pela Escola de Negócios na University of Montreal. Atuou como Diretor de Operações Financeiras e Diretor de Contabilidade (2001-2004) da Changde Electric Power Industry Development Corporation e também como Diretor Vice-Presidente e Diretor Financeiro (2005-2007) da Changde Real Estate Development Company. De 2008 a 2015, foi Gerente do Departamento de Recursos Humanos da State Grid Hunan Electric Power Company, pertencente ao Grupo State Grid. Desde 2015, ocupa o cargo de Diretor Vice-Presidente Financeiro da Xingu Rio Transmissora de Energia S.A. É conselheiro da CPFL Energia desde 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Jia Jia - 063.817.437-60

Graduado em Mercados e Finanças Internacionais pela Swinburne University of Technology (2002-2005) e mestre em Contabilidade e Direito Empresarial pela Deakin University (2005-2008), ambas na Austrália. De 2008 a 2010, trabalhou no Departamento de Microfinanças do Citibank em Melbourne na Austrália. Atuou como Gerente de Project Finance (2010-2013) e como Supervisor Financeiro na Hubei Transmission and Transformation Engineering Company, pertencente ao Grupo State Grid. Atualmente, é o Supervisor Financeiro da Xingu Rio Transmissora de Energia S.A. É conselheiro da CPFL Energia desde 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Ricardo Florence dos Santos - 812.578.998-72

Engenheiro químico formado pela Escola Politécnica da USP e em Administrador de Empresas pela Universidade Mackenzie, tem MBA em Estratégia e Finanças pelo IBMEC-SP. Atuou anteriormente no Grupo Pão de Açúcar por 16 anos (1984-2000) em diversos cargos como Diretor de Planejamento Estratégico, Financeiro e Diretor Estatutário de Relações com Investidores. Foi também responsável pelas áreas de RI da UOL Inc. (Grupo Folha de São Paulo – 2000/2001) e Brasil Telecom (2005-2007). Atuou em diversos processos de abertura de capital, fusões, aquisições e vendas de ativos nas empresas em que trabalhou. Participou dos Conselhos de Administração do Grupo Pão de Açúcar (1995-1999), UOL – Grupo Folha (2001) e IBRI – Instituto Brasileiro de Relações com Investidores (1998-2001), onde também foi presidente-executivo de 2010 a 2013; e do Conselho Consultivo da Dentalcorp S.A. (2002 a 2006). Atuou como Diretor Estatutário de Relações com Investidores entre 2007 e 2014 e como Vice-Presidente de Finanças (CFO) entre 2013 e 2016 da Marfrig Global Foods S.A.. É conselheiro independente da CPFL Energia desde 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

12.7/8 - Composição dos comitês

Nome	Tipo comitê	Cargo ocupado	Profissão	Data eleição	Prazo mandato	Percentual de participação nas reuniões
CPF	Descrição outros comitês	Descrição outros cargos ocupados	Data de nascimento	Data posse	Número de Mandatos Consecutivos	
Outros cargos/funções exercidas no emissor						
Fu Li	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Administrador	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019 - vide item 12.12	0.00%
000.000.000-00	Comitê de Partes Relacionadas		08/07/1979	09/05/2018	2	
N/A						
Gustavo Henrique de Aguiar Sablewski	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Advogado	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019 - vide item 12.12	0.00%
285.123.398-02	Comitê de Gestão de Processos, Riscos e Sustentabilidade		06/08/1980	09/05/2018	1	
Diretor Jurídico						
Hongwu Ding	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Administrador	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019 - vide item 12.12	0.00%
000.000.000-00	Comitê de Partes Relacionadas		13/02/1977	09/05/2018	2	
N/A						
Li Zhang	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Administrador	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019 - vide item 12.12	0.00%
000.000.000-00	Comitê de Gestão de Recursos Humanos		11/06/1983	09/05/2018	0	
N/A						
Marcelo Amaral Moraes	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Economista	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após a AGO prevista para abril de 2019 - vide item 12.12	0.00%
929.390.077-72	Comitê de Partes Relacionadas		10/07/1967	09/05/2018	2	
Membro Independente do Conselho de Administração (Efetivo)						

12.7/8 - Composição dos comitês

Nome	Tipo comitê	Cargo ocupado	Profissão	Data eleição	Prazo mandato	Percentual de participação nas reuniões
CPF	Descrição outros comitês	Descrição outros cargos ocupados	Data de nascimento	Data posse	Número de Mandatos Consecutivos	
Outros cargos/funções exercidas no emissor						
Na Zhang	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheira	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019 - vide item 12.12	0.00%
240.042.688-00	Comitê de Gestão de Processos, Riscos e Sustentabilidade		19/09/1981	09/05/2018	0	
N/A						
Qiaorou Chen	Outros Comitês	Membro do Comitê (Suplente)	Advogada	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019 - vide item 12.12	0.00%
000.000.000-00	Comitê de Gestão de Recursos Humanos		10/01/1990	09/05/2018	0	
N/A						
Quan Ge	Outros Comitês	Membro do Comitê (Suplente)	Engenheira	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019 - vide item 12.12	0.00%
239.777.688-08	Comitê de Gestão de Processos, Riscos e Sustentabilidade		26/03/1986	09/05/2018	0	
N/A						
Rodrigo Agnew Ronzella	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Advogado	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019 - vide item 12.12	0.00%
120.740.488-82	Comitê de Gestão de Recursos Humanos		23/02/1974	09/05/2018	1	
Diretor de Recursos Humanos, Gerenciamento de Pessoas e Performance						
Sheng Xu	Outros Comitês	Membro do Comitê (Suplente)	Engenheiro	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019 - vide item 12.12	0.00%
239.865.998-43	Comitê de Gestão de Processos, Riscos e Sustentabilidade		19/03/1983	09/05/2018	0	

12.7/8 - Composição dos comitês

Nome	Tipo comitê	Cargo ocupado	Profissão	Data eleição	Prazo mandato	Percentual de participação nas reuniões
CPF	Descrição outros comitês	Descrição outros cargos ocupados	Data de nascimento	Data posse	Número de Mandatos Consecutivos	

Outros cargos/funções exercidas no emissor

N/A

Valter Matta	Outros Comitês	Membro do Comitê (Suplente)	Advogado	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019 - vide item 12.12	0.00%
063.726.418-52	Comitê de Gestão de Processos, Riscos e Sustentabilidade		18/07/1963	09/05/2018	0	
Diretor de Governança Corporativa.						

Yumeng Zhao	Outros Comitês	Membro do Comitê (Suplente)	Administrador	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após a AGO prevista para abril de 2019 - vide item 12.12	0.00%
239.777.708-88	Comitê de Gestão de Recursos Humanos		28/08/1973	09/05/2018	0	
Diretor Vice-Presidente Executivo e Membro do Conselho de Administração (efetivo)						

YunWei Liu	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Administrador	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019 - vide item 12.12	0.00%
000.000.000-00	Comitê de Gestão de Processos, Riscos e Sustentabilidade		24/07/1969	09/05/2018	2	
N/A						

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

Fu Li - 000.000.000-00

Bacharelado em Tecnologia Elétrica pela HOHAI University, China, em 2002. Atuou como Gerente de Campo (Paquistão) em linhas de transmissão 220 kV de 2006 a 2007; Gerente de Marketing Internacional - Shanghai de 2008 a 2011; Gerente de Projetos Adjunto (Quênia) em linhas de transmissão e subestações 220 kV de 2012 a 2013; Gerente de Projetos (Etiópia) em linhas de transmissão 500 kV de 2014 a 2015; e Gerente Adjunto do Ramo Internacional (Shanghai) de 2015 a 2016. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Gustavo Henrique de Aguiar Sablewski - 285.123.398-02

Graduado em Direito pela PUC/Campinas, especializado em Direito Tributário pela Escola Superior de Advocacia da OAB, possui também MBA em Gestão de Negócios em Tributação e Contabilidade pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Atuou como Gerente Jurídico Estratégico por 12 anos em empresas do mercado de energia e como palestrante em eventos de Planejamento Tributário pela AMCHAM/RJ, IBC Brasil e outras. Atuou como Gerente Jurídico Estratégico para a CPFL Energia de 2014 a 2017, tendo sido nomeado Diretor Jurídico em maio de 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Hongwu Ding - 000.000.000-00

Bacharelado em Inglês pela Shaanxi University of Science and Engineering, China, em 1998, realizou Pós-Graduação em Economia pela Party School of the CPC Central Committee, China, em 2009 e MBA pela North China Electric Power University, China, em 2010. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Li Zhang - 000.000.000-00

Bacharelado em Engenharia da Comunicação na Xi'an Jiaotong University (XJTU), China, em 2005 e mestrado em Automação na University of Siegen (Uni Siegen), Alemanha, em 2011. Na State Grid Shaanxi Electrical Power Company, atuou como Assistente de Treinamento de 2011 a 2012 e como Gerente de Recursos Humanos de 2012 a 2016. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Marcelo Amaral Moraes - 929.390.077-72

Bacharelado em Economia pela UFRJ em 1990, MBA em Finanças pela UFRJ em 1993, Pós-Graduação em Direito Corporativo e Arbitragem pela Fundação Getúlio Vargas em 2003. Atuou como Gerente de Finanças Corporativas, Gerente de Fusões e Aquisições e Gerente de Mercado de Capitais no Banco Bozano Simonsen, de 1995 a 2000; Gerente de Investimentos no Bradespar de 2000 a 2006; Sócio/Diretor Geral no Stratus Group de 2006 a 2010; Observador do Conselho na Infinity Bio-Energy S.A. - Yinfin LLC de 2011 a 2012; Diretor Geral do Brasil da Capital Dynamics de 2012 a 2015. É membro do Conselho de Administração da Eternit S.A. desde 2016; Presidente do Conselho Fiscal da VALE S.A. desde 2004 e Presidente do Conselho Fiscal da Aceco TI S.A. desde 2016. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Na Zhang - 240.042.688-00

Trabalhou na Pequim Electric Power Company, subsidiária da State Grid, empresa responsável pelo fornecimento de energia para a capital da China, e cujas principais funções incluem transformação, transmissão e distribuição de energia, manutenção, e atendimento ao cliente. Durante os primeiros anos, ela trabalhou como engenheira em subestação de 220kV e manutenção de equipamentos primários e equipamentos secundários. Em seguida, trabalhou como analista no departamento de pesquisa e gerenciamento de empresas, responsável principalmente pela padronização de empresas, projetos de pesquisa e inovação em perspectiva de gerenciamento. A partir de 2017, iniciou sua carreira na State Grid International Development Company, atuando como expatriada pela rede estadual na diretoria da CPFL Energia. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Qiaorou Chen - 000.000.000-00

Graduou-se em Direito pela Renmin University of China (RUC) em 2013. Atuou como assistente administrativa no Departamento de Desenvolvimento da State Grid International Development de 2013 a 2017 e como Assistente de Diretoria do Departamento de Desenvolvimento de Negócios da CPFL Energia e Coordenadora do Instituto CPFL e do Departamento de Estratégia e Inovação da CPFL Energia a partir de 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Quan Ge - 239.777.688-08

Quan Ge possui bacharelado em Engenharia Elétrica, com foco secundário em Administração de Empresas (2008) e mestrado em Sistemas de Energia e Automação (2011) pela Zhejiang University, China. Atuou como Analista técnico/negocial e Gerente Técnico pela State Grid International Development Co. Ltd. de 2011 a 2016, bem como Gerente de Projetos pela State Grid Brazil Holding S.A. de 2012 a 2013. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Rodrigo Agnew Ronzella - 120.740.488-82

Graduado em Letras pelas Faculdades Integradas Maria Imaculada e em Direito pela PUC-Campinas, possui extensão em Direito Internacional Público e Privado pela PUC-Campinas e especialização em Direito Tributário pela PUC-São Paulo. MBA em Economia e Direito Corporativo, pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), e MBA em Recursos Humanos pela Fundação Instituto de Administração (FIA). Atuou como Advogado Fiscal na International Paper de 1998 a 2001; como Gerente Jurídico do Brasil de 2001 a 2007 e como Diretor Jurídico e de RH da América do Sul de 2007 a 2013 na Takata; como Diretor de Recursos Humanos da América Latina de 2013 a 2015, Diretor de Recursos Humanos, Comunicação e Marketing da América Latina de 2015 a 2017 e Diretor de Iniciativas Estratégicas Globais na EATON em 2017. Iniciou sua atuação como Diretor de Recursos Humanos, Gerenciamento de Pessoas e Performance na CPFL Energia em Outubro de 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Sheng Xu - 239.865.998-43

Possui bacharelado em Ciência da Computação pela University of New Brunswick, Canada (2008) e mestrado em Engenharia de Controles pela North University of China (2011). Atuou no Departamento de Telecomunicações e Sistemas da State Grid Corporation of China, como Gerente de Despachos e Automação de Controles; Gerente de Construção de centro centralizado de controle e sistemas; gerente dos sistemas PAS, AGC, AVC e SE; e Gerente de Projetos de Inovação. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Valter Matta - 063.726.418-52

Graduado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo (PUC-SP), possui mestrado em Direito Econômico Internacional e Negócios Internacionais pela Universidade de Londres (London School of Economics) e está em processo de obtenção de um MBA em liderança e gestão organizacional pela FranklinCovey Business School. O Sr. Matta participou de cursos de liderança, gestão, comunicação e marketing realizados por renomadas instituições como a Fundação Dom Cabral, a Fundação Getúlio Vargas e a Universidade de Harvard. Possui vasta experiência em diversas áreas jurídicas, como direito societário e governança, mercado de capitais, fusões e aquisições e contratos. Antes de ingressar na CPFL, o Sr. Matta foi sócio corporativo do TozziniFreire Advogados (um dos maiores escritórios brasileiros de serviços completos) por 15 anos. Atualmente é Gerente Jurídico Sênior do Grupo CPFL nas seguintes áreas: Fusões e Aquisições, Desenvolvimento de Negócios, Corporate e Governança, Contratos, Imobiliário, Ambiental, Propriedade Intelectual e Direito Público (licitações e concessões). Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Yumeng Zhao - 239.777.708-88

Graduado em Instrumentos e Medição Eletromagnética pela Huazhong University of Science and Technology (1990-1994), mestre em administração pela Royal Melbourne Institute of Technology e mestre em Sistemas de Energia Elétrica e Automação na Hefei University of Technology. Começou sua carreira em 1994 no setor de energia elétrica do Grupo State Grid (mesmo setor de atuação da CPFL Energia), na Hefei Electric Power Company, na qual ocupou a posição de Chefe do Departamento de Comercialização (2004-2006) e como Gerente do Departamento de Comercialização da State Grid Anhui Electric Power Company (2006), Vice-Presidente da Xuancheng Electric Power Company (2006-2009), Presidente da Chuzhou Electric Power Company (2009-2013) e Presidente da Anqing Electric Power Company desde 2013. É membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente Adjunto da CPFL Energia desde 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

YunWei Liu - 000.000.000-00

Bacharelado em Direito pela International Law at Jilin University School of Law, China, em 1991, fez mestrado em Direito na Jilin University School of Law, China, em 2001. Atuou como Assessor Jurídico Sênior da Jilin Nobel Electric Power Industry Group Company e Consultor Jurídico da Jilin Province Electric Power Company Limited e Encarregado de Assuntos Jurídicos na Jilin Province Electric Power Company Limited da State Grid. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

Não há relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau entre os administradores da Companhia, tão pouco entre os administradores da Companhia e os administradores de (i) controladas diretas ou indiretas da Companhia; (ii) controladores diretos ou indiretos da Companhia; e/ou (iii) sociedades controladoras diretas e indiretas do emissor.

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Exercício Social 31/12/2017Administrador do Emissor

Karin Regina Luchesi
Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado

219.880.918-45

Subordinação

Controlada Indireta

Pessoa Relacionada

Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA
Presidente do Conselho de Administração

10.366.780/0001-41

Observação

Empreendimento controlado em conjunto.

Administrador do Emissor

Karin Regina Luchesi
Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado.

219.880.918-45

Subordinação

Controlada Indireta

Pessoa Relacionada

CPFL Renováveis S.A.
Membro do Conselho de Administração.

08.439.659/0001-50

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Karin Regina Luchesi
Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado.

219.880.918-45

Subordinação

Controlada Indireta

Pessoa Relacionada

Paulista Lajeado Energia S.A.
Membro do Conselho de Administração.

03.491.603/0001-21

ObservaçãoAdministrador do Emissor

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função Gustavo Estrella Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
Pessoa Relacionada CPFL Renováveis S.A. Vice-Presidente do Conselho de Administração.	08.439.659/0001-50		
Observação			

Administrador do Emissor Gustavo Estrella Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores.	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
Pessoa Relacionada Paulista Lajeado Energia S.A. Membro do Conselho de Administração e Diretor.	03.491.603/0001-21		
Observação			

Administrador do Emissor Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
Pessoa Relacionada Sul Geradora Participações Ltda. Membro do Conselho de Administração e Diretora.	02.689.862/0001-07		
Observação			

Administrador do Emissor Gustavo Estrella Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
Pessoa Relacionada			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
---------------	----------	---	----------------------------

Sul Geradora Participações Ltda. 02.689.862/0001-07

Membro do Conselho de Administração e Diretor

Observação**Administrador do Emissor**

Shirong Lyu

Controle

Controlador Direto

Vice-Presidente do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

CPFL Energia

02.429.144/0001-93

Vice-Presidente do Conselho de Administração

Observação

De 2015 a 2016 foi Diretor Geral Adjunto do escritório filipino da SGCC e Vice-Presidente da State Grid International Development Co.LTD; desde 2016, atua como Diretor Geral Adjunto do Departamento de Cooperação Internacional da State Grid Corporation of China.

Administrador do Emissor

Bo Wen

Controle

Controlador Direto

Presidente do Conselho de Administração

Pessoa Relacionada

CPFL Energia

02.429.144/0001-93

Presidente do Conselho de Administração

Observação

Desde 2011 atua como Diretor Geral do escritório filipino da State Grid Corporation of China (SGCC, concessionária de energia indireta da CPFL Energia) e vice-presidente sênior da State Grid International Development Corporation.

Exercício Social 31/12/2016**Administrador do Emissor**

Karin Regina Luchesi

219.880.918-45

Subordinação

Controlada Indireta

Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA Presidente do Conselho de Administração	10.366.780/0001-41		
<u>Observação</u>			
Empreendimento controlado em conjunto			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
<u>Pessoa Relacionada</u>			
CPFL Renováveis S.A. Membro do Conselho de Administração	08.439.659/0001-50		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Paulista Lajeado Energia S.A. Membro do Conselho de Administração	03.491.603/0001-21		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Gustavo Estrella Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
<u>Pessoa Relacionada</u>			
CPFL Renováveis S.A. Vice-Presidente do Conselho de Administração	08.439.659/0001-50		

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
<u>Observação</u>			

Administrador do Emissor			
Gustavo Estrella Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
Pessoa Relacionada			
Paulista Lajeado Energia S.A. Membro do Conselho de Administração e Diretor	03.491.603/0001-21		
<u>Observação</u>			

Administrador do Emissor			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
Pessoa Relacionada			
Sul Geradora Participações Ltda. Membro do Conselho de Administração e Diretora.	02.689.862/0001-07		
<u>Observação</u>			

Administrador do Emissor			
Gustavo Estrella Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
Pessoa Relacionada			
Sul Geradora Participações Ltda. Membro do Conselho de Administração e Diretor	02.689.862/0001-07		
<u>Observação</u>			

Administrador do Emissor			

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
-------------------------------	----------	--	----------------------------

Shirong Lyu Vice-Presidente do Conselho de Administração		Controle	Controlador Direto
---	--	----------	--------------------

Pessoa Relacionada

CPFL Energia Vice-Presidente do Conselho de Administração	02.429.144/0001-93		
--	--------------------	--	--

Observação

De 2015 a 2016 foi Diretor Geral Adjunto do escritório filipino da SGCC e Vice-Presidente da State Grid International Development Co.LTD; desde 2016, atua como Diretor Geral Adjunto do Departamento de Cooperação Internacional da State Grid Corporation of China.

Administrador do Emissor

Bo Wen Presidente do Conselho de Administração		Controle	Controlador Direto
---	--	----------	--------------------

Pessoa Relacionada

CPFL Energia Presidente do Conselho de Administração	02.429.144/0001-93		
---	--------------------	--	--

Observação

Desde 2011 atua como Diretor Geral do escritório filipino da State Grid Corporation of China (SGCC, concessionária de energia indireta da CPFL Energia) e vice-presidente sênior da State Grid International Development Corporation.

Exercício Social 31/12/2015**Administrador do Emissor**

Gustavo Estrella Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
---	----------------	--------------	---------------------

Pessoa Relacionada

CPFL Renováveis S.A. Vice-Presidente do Conselho de Administração	08.439.659/0001-50		
--	--------------------	--	--

Observação

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<u>Administrador do Emissor</u>			
Gustavo Estrella Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Paulista Lajeado Energia S.A. Membro do Conselho de Administração e Diretor	03.491.603/0001-21		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA Presidente do Conselho de Administração	10.366.780/0001-41		
<u>Observação</u>			
Empreendimento Controlado em Conjunto			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
<u>Pessoa Relacionada</u>			
CPFL Renováveis S.A. Membro do Conselho de Administração	08.439.659/0001-50		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Paulista Lajeado Energia S.A. Membro do Conselho de Administração	03.491.603/0001-21		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Sul Geradora Participações Ltda. Membro do Conselho de Administração e Diretora.	02.689.862/0001-07		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Gustavo Estrella Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Sul Geradora Participações Ltda. Membro do Conselho de Administração e Diretor	02.689.862/0001-07		
<u>Observação</u>			

<u>Administrador do Emissor</u>			
Shirong Lyu Vice-Presidente do Conselho de Administração		Controle	Controlador Direto
<u>Pessoa Relacionada</u>			
CPFL Energia Vice-Presidente do Conselho de Administração	02.429.144/0001-93		

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

Observação

De 2015 a 2016 foi Diretor Geral Adjunto do escritório filipino da SGCC e Vice-Presidente da State Grid International Development Co.LTD; desde 2016, atua como Diretor Geral Adjunto do Departamento de Cooperação Internacional da State Grid Corporation of China.

Administrador do Emissor

Bo Wen		Controle	Controlador Direto
Presidente do Conselho de Administração			

Pessoa Relacionada

CPFL Energia	02.429.144/0001-93		
Presidente do Conselho de Administração			

Observação

Desde 2011 atua como Diretor Geral do escritório filipino da State Grid Corporation of China (SGCC, concessionária de energia indireta da CPFL Energia) e vice-presidente sênior da State Grid International Development Corporation.

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores

12.11 Descrever as disposições de quaisquer acordos, inclusive apólices de seguro, que prevejam o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes da reparação de danos causados a terceiros ou ao emissor, de penalidades impostas por agentes estatais, ou de acordos com o objetivo de encerrar processos administrativos ou judiciais, em virtude do exercício de suas funções.

A Companhia mantém seguro de responsabilidade civil para diretores estatutários, conselheiros de administração e conselheiros fiscais.

Seguro de Responsabilidade Civil Geral de Administradores (Directors & Officers Liability Insurance):

- **Apólice:** 30.10.0011222.28
- **Vigência:** 31/08/2017 a 31/08/2018
- **Seguradora:** Chubb Seguros Brasil S.A.
- **Riscos Cobertos:** proteção ao patrimônio pessoal dos administradores, caso estes venham a ser responsabilizados por atos danosos causados a terceiros, decorrentes da gestão das empresas do Grupo CPFL Energia S/A; a cobertura estende-se a todas as empresas que a CPFL Energia detenha participação societária superior a 51% (cinquenta e um por cento);
- **Importância Segurada:** US\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de dólares americanos);
- **Custo total do seguro:** US\$ 255.000,00 (duzentos e setenta mil dólares americanos).

Franquias:

- **Cobertura "A":** sem franquias
- **Cobertura "B":** sem franquias
- **Cobertura "C":** Mercado de Capitais Internacional US\$ 200.000,00; Mercado de Capitais Nacional US\$ 50.000,00.

12.12 - Outras informações relevantes

12.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

As informações a que se refere o item 4.5 do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3 S.A. já foram prestadas no item 12.5 do Formulário de Referência.

(i) com relação às assembleias realizadas nos últimos 3 (três) anos: (i) a data da realização; (ii) casos de instalação em segunda convocação; e (iii) o quorum exato de instalação de cada assembleia;

<u>2015:</u>	29/04 – 78,42%			
<u>2016:</u>	29/04 – 74,12%	09/08 – 73,37%		
<u>2017:</u>	16/02 – 69,84%	27/03 – 70,77%	28/04 – 74,99%	29/09 – 84,69%
<u>2018:</u>	27/04 – 96,14%	30/04 – 95,91% em AGO e 95,92% em AGE		

Não houve nenhuma assembleia instalada em segunda convocação.

(ii) descreva os programas de treinamento de membros do Conselho de Administração, de seus Comitês, da Diretoria e do Conselho Fiscal, indicando, ainda, os temas abordados, a periodicidade dos cursos ministrados no exercício social anterior e o índice de participação; e

Os membros de comitês e comissões recebem treinamentos na medida em que são identificados temas relevantes. Os conselheiros estrangeiros, ao serem eleitos, recebem treinamentos sobre a Companhia, o mercado de energia elétrica brasileiro e demais temas relevantes para o desempenho de sua função.

Informar como se tem dado a Governança da companhia com relação aos fatos que tem impactos contra terceiros nas reuniões do Conselho de Administração.

O Vice-Presidente de Relação com Investidores da Companhia está presente em quase todas as reuniões do Conselho de Administração e disponível para responder a eventuais questões dos Conselheiros.

Informações complementares relacionadas ao item 12.5

Em observância ao disposto no Regulamento do Novo Mercado, que determina o preenchimento de, no mínimo 2 (dois) ou 20% (vinte por cento) das vagas do Conselho de Administração por conselheiros independentes, os acionistas controladores, em conjunto, indicaram os Srs. Marcelo Amaral Moraes e Antonio Kandir para ocupar os cargos de membro independente do Conselho de Administração em Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2019.

Os cargos de Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios e Planejamento e de Diretor Vice-Presidente de Gestão Empresarial permanecem vagos até a data de publicação deste Formulário, e suas funções estão sendo acumuladas interinamente pelo Diretor Presidente, Gustavo Estrella.

O cargo de Diretor Vice-Presidente Financeiro Adjunto permanece vago até a data de publicação deste Formulário, e suas funções estão sendo acumuladas interinamente pelo Diretor Vice-Presidente Financeiro, Yuehui Pan.

Para o cargo de Diretor Vice-Presidente Executivo Sênior, a Reunião do Conselho de Administração realizada em 09 de maio de 2019 indicou o Sr. Shirong Lyu para exercer o mandato de 2 (dois) anos, a partir da data de posse e até a primeira reunião ordinária do Conselho de Administração a ser realizada após a Assembleia Geral Ordinária de 2021. Porém, a posse e o exercício do cargo ficam condicionados à concessão de visto, conforme legislação vigente. O Sr. Shirong Lyu será eleito para o cargo em Reunião do Conselho de Administração a ser realizada após a outorga do referido visto.

12.12 - Outras informações relevantes

Informações complementares relacionadas ao item 12.6

Em complemento às informações divulgadas no item 12.6, demonstramos abaixo o percentual de participação dos membros nas reuniões realizadas pelo Conselho de Administração e Conselho Fiscal ao longo do exercício de 2017, a partir de suas respectivas posses:

Conselho de Administração	Total de reuniões realizadas pelo respectivo órgão desde a posse	% de participação do membro nas reuniões realizadas após a posse
Yuhai Hu	20	100%
Daobiao Chen	20	100%
Yang Qu	20	100%
Zhao Yumeng	20	100%
Antonio Kandir	20	100%
Marcelo Moraes	13	100%
André Dorf	20	100%
Ana Maria Elorrieta	7	100%
Murilo César L. S. Passos	2	100%
Décio Bottechia Júnior	2	100%
Arnaldo José Vollet	2	100%
Francisco Caprino Neto	2	100%
José Florêncio Rodrigues Neto	2	100%
Martin Roberto Gogloski	2	100%

Conselho Fiscal	Total de reuniões realizadas pelo respectivo órgão desde a posse	% de participação do membro nas reuniões realizadas após a posse
<u>Conselheiros efetivos</u>		
Yehui Pan	10	90%
Zhang Ran	10	50%
Ricardo Florence dos Santos	7	100%
William Bezerra Cavalcanti Filho	1	100%
Marcelo de Andrade	1	100%
Adalgiso Fragoso de Faria	1	100%
João Pinto Rebelo Júnior	1	100%
Danilo Ferreira da Silva	1	100%
<u>Conselheiros suplentes</u>		
Liu ChengGang	10	-
Jia Jia	10	-
Reginaldo Ferreira Alexandre	10	-

Informações complementares relacionadas ao item 12.7

Na Reunião do Conselho de Administração realizada em 09 de maio de 2019, os conselheiros aprovaram a postergação da criação de Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração para o período de abril de 2019 a abril de 2020, bem como a postergação da eleição dos membros dos Comitês e Comissões de Assessoramento ao Conselho de Administração para o período de abril de 2019 a abril de 2020. Assim sendo, até que haja nova deliberação do Conselho de Administração a este respeito, os mandatos dos atuais membros dos Comitês e Comissões de Assessoramento ficam mantidos.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

13.Remuneração de Administradores

13.1 Política ou prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal e dos comitês.

a) objetivos da política ou prática de remuneração, informando se a política de remuneração foi formalmente aprovada, órgão responsável por sua aprovação, data da aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado:

A política de remuneração praticada pela CPFL Energia tem por objetivo atrair e reter, motivar e desenvolver profissionais com o padrão de excelência requerido pelo Grupo CPFL Energia.

A remuneração variável dos diretores estatutários é baseada em metas contratadas com base no Planejamento Estratégico da Companhia.

O Comitê de Gestão de Pessoas da CPFL Energia, órgão de assessoramento do Conselho de Administração, verifica a aderência dos planos de remuneração fixa e variável ao plano estratégico da Companhia, bem como avalia o cumprimento das metas contratadas no curto e no longo prazo.

As diretrizes de governança Administrativa possui regimento interno, aprovado pelo Conselho de Administração, tendo sido a última atualização aprovada em 15 de dezembro de 2017.

O referido documento pode ser consultado no site da Companhia: www.cpfl.com.br/ri

b) composição da remuneração:

i. elementos da remuneração e os objetivos

Os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia recebem honorários fixos mensais, os quais são estabelecidos de acordo com o padrão de mercado, sendo diferenciado o valor da remuneração do Presidente do Conselho de Administração, desde o ano de 2012, devido ao diferencial das atribuições inerentes ao cargo.

Os membros da Diretoria Estatutária, além da remuneração fixa recebida mensalmente, fazem jus a (i) benefícios, (ii) incentivos de curto prazo e (iii) incentivos de longo prazo.

Com relação à remuneração variável, (i) os benefícios diretos e indiretos (assistência médica, assistência odontológica, seguro de vida, vale refeição), têm por objetivo alinhar as práticas de mercado, e proporcionar a retenção dos Executivos (ii) os incentivos de curto prazo têm por objetivo central direcionar o comportamento dos Executivos ao aperfeiçoamento da estratégia dos negócios da Companhia e ao atingimento de resultados; e (iii) os incentivos de longo prazo têm como objetivos a criação de visão e comprometimento de longo prazo, o alinhamento dos interesses dos diretores estatutários da Companhia ao conjunto de acionistas e a premiação da geração de resultados e de criação de valor de forma sustentável.

Os comitês de assessoramento do Conselho de Administração da Companhia, quais sejam, Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, Comitê de Gestão de Pessoas e Comitê de Partes Relacionadas são compostos, em sua maioria, por membros titulares ou suplentes do Conselho de Administração, não sendo paga remuneração adicional pelo desempenho dessa função.

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

2015	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	83,3%	83,3%	51,6%

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	6,0%
Outros	16,7%	16,7%	6,4%
Incentivos de curto prazo	-	-	41,0%
Incentivos de longo prazo	-	-	-5,0%
TOTAL	100%	100%	100%

2016	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	83,3%	83,3%	30,4%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	4,0%
Outros	16,7%	16,7%	14,5%
Incentivos de curto prazo	-	-	36,5%
Incentivos de longo prazo	-	-	14,6%
TOTAL	100%	100%	100%

2017	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	83,4%	83,3%	25,2%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	3,0%
Outros	16,6%	16,7%	18,4%
Incentivos de curto prazo	-	-	41,6%
Incentivos de longo prazo	-	-	11,9%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%

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

Os membros titulares do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal recebem honorários fixos mensais. Os conselheiros suplentes não recebem honorários, a não ser na hipótese de substituírem o conselheiro titular a que estão vinculados. Nessa circunstância, a Companhia paga ao membro suplente o valor equivalente a 50% da remuneração mensal do membro titular, caso participe de reunião ordinária do órgão, ou a totalidade da remuneração mensal do conselheiro titular se esse último estiver, temporariamente, impossibilitado de exercer suas funções. O reajuste da remuneração dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia é feito com base em pesquisa de mercado, realizado por empresa especializada.

A proposta de remuneração fixa definida pelo Conselho de Administração da Companhia para os diretores estatutários, bem como eventual reajuste, baseia-se em pesquisa de mercado realizada anualmente por consultorias especializadas. As referidas pesquisas de mercado foram realizadas pela Towers Watson Consultoria Ltda. A proposta de remuneração variável está detalhada no item 13.3.

iv. razões que justificam a composição da remuneração

A composição da remuneração considera as responsabilidades de cada cargo e tem como parâmetro os valores praticados pelo mercado para os profissionais que exercem funções equivalentes.

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

Não há membros não remunerados pelo emissor na administração ou no Conselho Fiscal.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

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

A remuneração dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia é fixa e não considera indicadores de desempenho individuais ou da Companhia.

Com relação à remuneração variável dos diretores estatutários, a Companhia realiza a avaliação da sua Diretoria Executiva, verificando o desempenho de seus membros, conforme metas corporativas (EBITDA em relação ao valor orçado e Crescimento dos Negócios de acordo com a média ponderada do EBITDA dos negócios de Comercialização, Eficiência Energética e Serviços) e individuais (PMSO em relação ao valor orçado, valor de mercado da CPFL Energia, VPL dos negócios realizados, meta relacionada à sustentabilidade dos negócios, investimento em BRR – Base de Remuneração Regulatória, entre outras), estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia, previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração. O Conselho de Administração conta com a assessoria do Comitê de Gestão de Pessoas para acompanhar e avaliar o desempenho da Diretoria Executiva em relação ao cumprimento de suas metas anuais.

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

Os honorários do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal são revisados anualmente através de pesquisa de mercado e possíveis ajustes são definidos pelo Conselho de Administração, com o apoio do Comitê de Gestão de Pessoas, sendo posteriormente submetidos à deliberação da Assembleia Geral de Acionistas da Companhia.

No que tange aos diretores estatutários, a remuneração variável é totalmente baseada em metas quantitativas e qualitativas formalmente contratadas, as quais refletem a evolução dos indicadores de desempenho da Companhia.

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

A política de remuneração dos diretores estatutários está alinhada aos interesses da Companhia, por ser fundamentada por critérios atrelados ao desempenho econômico-financeiro da Companhia previamente definidos. O Comitê de Gestão de Pessoas, que assessoria o Conselho de Administração da Companhia, é um órgão que contribui para a verificação do alinhamento da remuneração.

Nossa política de remuneração busca incentivar os colaboradores a procurar a melhor rentabilidade dos investimentos e projetos desenvolvidos pela Companhia, de tal maneira a alinhar os seus interesses com os da Companhia por meio das seguintes perspectivas: (i) no curto prazo: salários e pacote de benefícios compatíveis com o mercado; (ii) no médio prazo: pagamento de participação nos nossos resultados e bônus, de acordo com o cumprimento de metas pré-estabelecidas; e (iii) no longo prazo: outorga de *phantom stocks* através de programa específico, com a possibilidade de conversão de bônus em dinheiro conforme descrito no item 13.4.

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

Os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia não recebem qualquer remuneração em função do exercício do cargo na Companhia que seja suportada por suas subsidiárias, controladas ou controladores. Parte dos membros da Diretoria Executiva recebem parcela de sua remuneração de forma proporcional aos serviços prestados a cada uma das subsidiárias.

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

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

Em relação aos membros do nosso Conselho de Administração e do nosso Conselho Fiscal, não há qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário.

Quanto aos diretores estatutários, há previsão de indenização na hipótese de alteração significativa dos acionistas que compõem o bloco de controle majoritário, que implique a extinção do cargo de diretor, destituição unilateral por parte do Conselho de Administração, ou alteração das condições de trabalho análogas a uma rescisão indireta do contrato de trabalho previstas no artigo 483 da CLT, ou que tornem menos atraente o desempenho do cargo.

h) práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria, indicando:

i. os órgãos e comitês do emissor que participam do processo decisório, identificando de que forma participam

Somente os membros independentes do Conselho de Administração são remunerados e as remunerações são estabelecidas em bases de mercado. A decisão em relação à remuneração da diretoria conta com a participação do Comitê de Gestão de Recursos Humanos e do Conselho de Administração.

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

As remunerações individuais dos membros da Diretoria são definidas em bases de mercado, de acordo com análise realizada por empresa independente. As propostas de remuneração individual são levadas para discussão no Comitê de Gestão de Recursos Humanos e posteriormente para conhecimento do Conselho de Administração.

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

A política de remuneração é avaliada anualmente pelo Conselho de Administração nos momentos de definição da remuneração global e análise e instituição de metas de curto e longo prazo.

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal**Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2018 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	9,00	5,00	21,00
Nº de membros remunerados	3,00	9,00	3,00	15,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	517.000,00	10.556.000,00	270.000,00	11.343.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	616.000,00	0,00	616.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	103.000,00	2.956.000,00	54.000,00	3.113.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS	Outros refere-se a INSS e FGTS	Outros refere-se a INSS	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	10.794.000,00	0,00	10.794.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	7.107.000,00	0,00	7.107.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP		
Pós-emprego	0,00	924.000,00	0,00	924.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP nº 02/2018.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP nº 02/2018.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP nº 02/2018.	
Total da remuneração	620.000,00	32.953.000,00	324.000,00	33.897.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2017 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	6,00	6,33	2,50	14,83
Nº de membros remunerados	2,67	6,25	1,36	10,28
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	644.000,00	6.874.000,00	222.000,00	7.740.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	271.000,00	0,00	271.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	128.000,00	5.017.000,00	44.000,00	5.189.000,00

Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS	Outros refere-se a INSS e FGTS	Outros refere-se a INSS	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	11.374.000,00	0,00	11.374.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	3.239.000,00	0,00	3.239.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP		
Pós-emprego	0,00	546.000,00	0,00	546.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP nº 02/2018.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP nº 02/2018.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM SEP nº 02/2018.	
Total da remuneração	772.000,00	27.321.000,00	266.000,00	28.359.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2016 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	7,00	4,92	18,92
Nº de membros remunerados	7,00	7,00	4,92	18,92
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	1.771.000,00	8.178.000,00	790.000,00	10.739.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	480.000,00	0,00	480.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	354.000,00	3.891.000,00	158.000,00	4.403.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS.	Outros refere-se a INSS e FGTS	Outros refere-se a INSS.	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	9.799.000,00	0,00	9.799.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	3.927.000,00	0,00	3.927.000,00

Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP		
Pós-emprego	0,00	600.000,00	0,00	600.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 02/2018.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 02/2018.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 02/2018.	
Total da remuneração	2.125.000,00	26.875.000,00	948.000,00	29.948.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2015 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	6,67	5,00	18,67
Nº de membros remunerados	7,00	6,67	5,00	18,67
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	1.642.000,00	7.016.000,00	720.000,00	9.378.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	263.000,00	0,00	263.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	329.000,00	871.000,00	144.000,00	1.344.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS	Outros refere-se a INSS e FGTS	Outros refere-se a INSS	
Remuneração variável				
Bônus	0,00	5.568.000,00	0,00	5.568.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	-687.000,00	0,00	-687.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP		
Pós-emprego	0,00	553.000,00	0,00	553.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00	0,00	0,00

Observação	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 02/2018.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 02/2018.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 02/2018.	
Total da remuneração	1.971.000,00	13.584.000,00	864.000,00	16.419.000,00

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

13.3 Remuneração variável dos últimos três exercícios sociais e a prevista para o exercício social corrente do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 ⁽¹⁾ (R\$ mil)				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Número total de membros	7	5	6,67	18,67
Número de membros remunerados	7	5	6,67	18,67
Bônus				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	4.454	4.454
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	6.682	6.682
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	5.568	5.568
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	5.568	5.568
Participação no Resultado				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
iv. valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 ⁽¹⁾ (R\$ mil)				
	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Número total de membros	7	4,92	7	18,92
Número de membros remunerados	7	4,92	7	18,92
Bônus				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	7.349 ⁽¹⁾	7.349
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	14.699 ⁽¹⁾	14.699
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	9.799 ⁽¹⁾	9.799
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	9.799 ⁽¹⁾	9.799
Participação no Resultado				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 ⁽¹⁾ (R\$ mil)				
	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Número total de membros	6	2,50	6,33	14,83
Número de membros remunerados	2,67	1,36	6,25	10,28
Bônus				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	8.530 ⁽¹⁾	8.530
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	17.062 ⁽¹⁾	17.062
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	11.374 ⁽¹⁾	11.374
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	11.374 ⁽¹⁾	11.374
Participação no Resultado				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

REMUNERAÇÃO VARIÁVEL PREVISTA - EXERCÍCIO SOCIAL 2018 ⁽¹⁾ (R\$ mil)				
	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
Número total de membros	7	5	9	21
Número de membros remunerados	3	3	9	15
Bônus				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	8.096 ⁽¹⁾	8.096
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	16.191 ⁽¹⁾	16.191
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	10.794 ⁽¹⁾	10.794
Participação no Resultado				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
iv. valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

13.4 Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente

a) termos e condições gerais;

Em Reunião do Conselho de Administração, realizada no dia 04 de maio de 2016, foi aprovado um Plano de Incentivo de Longo Prazo – “ILP”, baseado na modalidade de *Performance Phantom Stocks*, que consiste na concessão de ações virtuais (“*phantom stocks*”), que, após um prazo de carência (*vesting*) conforme informado no item 13.4 (j), e se atingida uma meta mínima de valorização esperada para a CPFL em bolsa, conforme previsto em norma específica e revisada ano a ano, poderão ser convertidas em bônus em espécie, não sendo conferidas, em nenhuma hipótese, a concessão de ações físicas.

Este plano é acompanhado anualmente pelo Conselho de Administração, através de análises e pareceres de seu Comitê de Gestão de Pessoas que é o órgão responsável pela avaliação tanto do modelo e condições gerais do plano como das outorgas e conversões, estabelecidas de acordo com práticas de mercado, e posterior recomendação de aprovação para o Conselho de Administração após essas análises. O Conselho de Administração tem poderes para a interrupção do plano a qualquer momento.

A elegibilidade ao plano é direta a profissionais que ocupem cargo estatutário de Diretor Presidente ou Diretor Vice Presidente em nossa Companhia, bem como Diretores Presidentes de nossas controladas (“Executivos”), e condicionada a desempenho para o Grupo de Diretores e Gerentes de nível 2, estando, ainda, limitado a, no máximo, 50% do quadro de Diretores e a 10% do quadro de gerentes de nível 2, ativos na empresa e exercendo a função na data de outorga aprovada pelo Conselho de Administração, prevista para ocorrer até o mês de junho de cada ano.

O desempenho dos Diretores e Gerentes é mensurado observando-se o posicionamento na matriz de avaliação de potencial e desempenho (*nine box*), ou, caso este venha a ser substituído, outro instrumento de distribuição forçada. O atual instrumento em prática apura não só a aderência às competências exigidas para o exercício da função, como também o atingimento de metas individuais e o potencial do profissional.

O valor inicial das *phantom stocks* é calculado com base no *valuation* da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado, sendo que a quantidade de ações virtuais concedidas a cada elegível se baseia em *targets* definidos pelas melhores práticas de mercado, sempre em número de remunerações, posteriormente validados pelo Comitê de Gestão de pessoas e aprovados em Reunião do Conselho de Administração.

b) principais objetivos do plano;

O desenho do programa se estruturou de forma a alinhar os interesses dos Executivos, diretores e gerentes elegíveis aos interesses dos acionistas, com objetivo de comprometimento de longo prazo e criação de valor constante e sustentável. Da mesma forma, por se tratar de apuração de resultados a longo prazo, tem como finalidade também a retenção dos talentos da Companhia que mais agregam valor através do seu desempenho individual apurado pela matriz de avaliação de potencial e desempenho.

c) forma como o plano contribui para esses objetivos;

O atingimento da meta de valorização estabelecida para a Companhia em seu plano estratégico de longo prazo sinaliza os objetivos traçados no programa foram reconhecidos pelo mercado e que também as metas estabelecidas no plano estratégico foram alcançadas.

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

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

O plano se insere no *mix* de remuneração dos elegíveis de forma a estabelecer maior participação no pacote variável, não incorporável à remuneração, e condicionado a resultados que proporcionam a criação de valor econômico para a empresa.

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

O plano visa estimular o comprometimento dos elegíveis a longo prazo, levando em consideração que a política foi desenhada para atender as expectativas do plano estratégico da Companhia. No curto prazo o alinhamento desses interesses se dá por instrumento específico, através da contratação de metas individuais e de gestão de pessoas, além de parcela atribuída a resultados corporativos do Grupo e/ou da unidade de gestão, não vinculado ao ILP.

f) número máximo de ações abrangidas;

Foram concedidas 169.407 *phantom stocks* no ano de 2016, levando em consideração o valor inicial com base no *valuation* da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado. Este valor foi utilizado para apuração das *phantoms stocks* concedidas aos elegíveis conforme detalhado no item 13.4. (a) deste Formulário de Referência.

g) número máximo de opções a serem outorgadas;

O número de *phantom stocks* outorgadas é fixo e sua conversão em bônus em espécie se dá exclusivamente pelo valor de mercado apurado pela média ponderada da cotação da ação dos últimos 45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano de conversão. A efetivação da conversão só será possível após aprovação formal do Conselho de Administração.

h) condições de aquisição de ações;

Conforme detalhado no item 13.4. (a), para concessão das *phantom stocks*, os outorgados, mediante elegibilidade e desempenho, deverão estar ativos na Companhia e exercendo a função na data de outorga aprovada pelo Conselho de Administração, prevista para ocorrer até o mês de junho de cada ano.

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

O valor inicial das *phantom stocks* é calculado com base no *valuation* da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado, sendo que a quantidade de ações virtuais concedidas a cada elegível se baseia em *targets* definidos pelas melhores práticas de mercado, sempre em número de remunerações, posteriormente validados pelo Comitê de Gestão de pessoas e aprovados em Reunião do Conselho de Administração.

j) critérios para fixação do prazo de exercício;

O prazo de carência total será de 4 anos para exercício da seguinte forma:

- 1/3 das *phantom stocks* outorgadas poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga;
- 1/3, ou 2/3, caso a primeira conversão não tenha sido exercida, das *phantom stocks* outorgadas poderão ser convertidas em premiação no terceiro ano após o ano de outorga; e
- 100% das *phantom stocks* outorgadas e ainda não convertidas poderão ser convertidas no quarto ano após o ano de outorga.

k) forma de liquidação

Atingida a meta de valorização mínima estabelecida no plano estratégico da Companhia, a liquidação das ações virtuais (*phantom stocks*) em premiação (após o prazo de carência), consiste na apuração do preço da ação da Companhia, conforme a média ponderada (volume) das cotações da ação nos últimos

13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano de conversão, além dos dividendos distribuídos no período, proporcionais ao número de ações virtuais.

I) restrições à transferência das ações;

Tendo em vista que o plano não prevê efetiva entrega de ações, este item não se aplica.

m) critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano;

Em caso de eventos extraordinários, o Conselho de Administração, a seu julgamento e amparado pela avaliação do Comitê de Gestão de Pessoas, respeitadas as outorgas já realizadas e as suas respectivas conversões, tem o poder de alterar, suspender ou até mesmo extinguir o plano de incentivo de longo prazo, preservando as outorgas já realizadas ou compensando de forma equivalente.

n) efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações.

Evento	<i>phantom stocks</i> não Exercíveis (" <i>unvested</i> ")	<i>phantom stocks</i> Exercíveis (" <i>vested</i> ")
Rescisão Voluntária do Executivo	As <i>phantom stocks</i> são canceladas	As <i>phantom stocks</i> poderão ser convertidas, desde que previamente aprovado pelo CGP - Comitê de Gestão de Pessoas e em até 30 dias após o anúncio do desligamento.
Rescisão por Justa Causa	As <i>phantom stocks</i> são canceladas	
Rescisão unilateral por iniciativa da empresa, sem Justa Causa, antecipada ou no Término de Contrato sem renovação.	As <i>phantom stocks</i> são canceladas	As <i>phantom stocks</i> poderão ser convertidas, desde que previamente aprovado pelo CGP - Comitê de Gestão de Pessoas e em até 30 dias após o anúncio do desligamento.
Morte ou Aposentadoria por Invalidez permanente	O prazo de carência será antecipado e as <i>phantom stocks</i> serão pagas aos dependentes com base no último valor de conversão apurado.	As <i>phantom stocks</i> serão convertidas com base no último valor de conversão apurado e pagas aos dependentes.

13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

13.5 Remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária

REMUNERAÇÃO BASEADA EM AÇÕES PARA O EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31/12/2015	
Órgão	Diretoria Estatutária
Número total de membros	7 membros
Número de membros remunerados	7 membros
Outorga de opções de compras de ações:	
Data de outorga	25/07/2015
Quantidade de opções outorgadas	204.919
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	<i>Vesting</i> previsto de 4 anos, com opção de antecipação de 1/3 das <i>phantom stocks</i> outorgadas, que poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga (2017)
Prazo máximo para exercício das opções	Saldo de opções exercíveis foi liquidado em 2017. Para as demais parcelas, a liquidação será automática no momento em que tornarem-se exercíveis.
Prazo de restrição à transferência das ações	Não haverá transferência de ações
Preço médio ponderado de exercício:	
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	20,88
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-
Valor justo das opções na data da outorga	N/A
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	Não há emissão/entrega de ações, não havendo diluição do capital

REMUNERAÇÃO BASEADA EM AÇÕES PARA O EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31/12/ 2016	
Órgão	Diretoria Estatutária
Número total de membros	7 membros
Número de membros remunerados	7 membros
Outorga de opções de compras de ações:	
Data de outorga	04/05/2016
Quantidade de opções outorgadas	169.407
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	<i>Vesting</i> previsto de 4 anos, com opção de antecipação de 1/3 das <i>phantom stocks</i> outorgadas, que poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga (2018)
Prazo máximo para exercício das opções	Saldo de opções exercíveis foi liquidado em 2017. Para as demais parcelas, a liquidação será automática no momento em que tornarem-se exercíveis.
Prazo de restrição à transferência das ações	Não haverá transferência de ações
Preço médio ponderado de exercício:	
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	18,38
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-

13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-
Valor justo das opções na data da outorga	N/A
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	Não há emissão/entrega de ações, não havendo diluição do capital

Em virtude do novo Plano de ILP implementado a partir de 2017 pelo Grupo CPFL utilizar a modalidade "Bônus de Longo Prazo" e não atrelar a concessão da Outorga a valores das ações, não houve novas outorgas durante o exercício social de 2017 e não há previsão de novas outorgas para o exercício social de 2018.

13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária

13.6 Opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social

OPÇÕES EM ABERTO AO FINAL DO EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31/12/2017	
Órgão	Diretoria Estatutária
Número total de membros	6 membros
Número de membros remunerados	6 membros
Opções ainda não exercíveis	
Quantidade ⁽¹⁾	133.963
Data em que se tornarão exercíveis	<p>Outorga 2014 - 3ª Conversão - 9.185 exercíveis em 2018</p> <p>Outorga 2015 - 2ª Conversão - 16.294 exercíveis em 2018 - 3ª Conversão - 16.294 exercíveis em 2019</p> <p>Outorga 2016 - 1ª Conversão - 30.730 exercíveis em 2018 - 2ª Conversão - 30.730 exercíveis em 2019 - 3ª Conversão - 30.730 exercíveis em 2020</p>
Prazo máximo para exercício das opções	Liquidação automática no momento em que tornarem-se exercíveis.
Prazo de restrição à transferência das ações	Não haverá transferência de ações
Preço médio ponderado de exercício	N/A ⁽²⁾
Valor justo das opções no último dia do exercício social	N/A ⁽²⁾
Opções exercíveis	
Quantidade	-
Prazo máximo para exercício das opções	-
Prazo de restrição à transferência das ações	-
Preço médio ponderado de exercício	-
Valor justo das opções no último dia do exercício social	-
Valor justo do total das opções no último dia do exercício social	-

(1) A quantidade de opções em aberto ao final do exercício de 2017 contemplam o saldo de UVVs dos programas outorgados em 2014, 2015 e 2016.

(2) A remuneração baseada em ações realizada pela Companhia não prevê entrega efetiva de ações físicas aos seus beneficiários, por ser *phantom stocks*, conforme descrito no item 13.4 acima.

13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

13.7 Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais

Não houve opções exercidas e ações entregues para o exercício social encerrado em 31/12/2015.

OPÇÕES EXERCIDAS E AÇÕES ENTREGUES PARA O EXERCÍCIO ENCERRADO EM 31/12/2016 (R\$ mil)	
a. Órgão	Diretoria Estatutária
b. número de membros	7
c. número de membros remunerados	7
d. em relação às opções exercidas informar:	
i. número de ações	50.286
ii. preço médio ponderado de exercício	14,86
iii. valor total da diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas	-
e. em relação às ações entregues informar:	
i. número de ações	N/A
ii. preço médio ponderado de aquisição	N/A
iii. valor total da diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas	N/A

OPÇÕES EXERCIDAS E AÇÕES ENTREGUES PARA O EXERCÍCIO ENCERRADO EM 31/12/2017 (R\$ mil)	
a. Órgão	Diretoria Estatutária
b. número de membros	7
c. número de membros remunerados	7
d. em relação às opções exercidas informar:	
i. número de ações	118.592
ii. preço médio ponderado de exercício	20,12
iii. valor total da diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas	-
e. em relação às ações entregues informar:	
i. número de ações	N/A
ii. preço médio ponderado de aquisição	N/A
iii. valor total da diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas	N/A

13.8 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a**13.7 - Método de precificação do valor das ações e das opções****13.8 Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7, tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções****a) modelo de precificação**

Para outorga das phantom stocks foi considerado como valor inicial o resultado do valuation da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado.

Para posterior liquidação das phantom stocks (premiação após o prazo de carência), será considerado o preço da ação da CPFL, conforme a média ponderada (volume) das cotações da ação nos últimos 45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano de conversão, além dos dividendos distribuídos no período, proporcionais ao número de phantom stocks.

O plano foi congelado pelo preço da ação de 31 de dezembro de 2016, saldo exercível foi integralmente liquidado em 2017 e o saldo em aberto será atualizado pela Selic até a primeira data em que cada parcela tornar-se exercível.

b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco

Informações sobre os preços médios foram divulgadas nos itens anteriores. O preço da opção apenas será apurado quando atingido o prazo de *vesting*, sendo que 1/3 da outorga torna-se exercível a partir do segundo ano, 1/3 a partir do terceiro e 1/3 no quarto ano após a outorga. Os demais itens não são aplicáveis ao modelo de ILP baseado em ações aplicado pelo Grupo.

c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado

Não há previsão de exercício antecipado no modelo de ILP baseado em ações aplicado pelo Grupo.

d) forma de determinação da volatilidade esperada

Não aplicável no modelo do plano de ILP baseado em ações aplicado pelo Grupo, tendo em vista que a volatilidade das ações não foi considerada no cálculo para apuração do valor da bonificação.

e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

Não há outras características das opções incorporadas na mensuração de seu valor.

13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão

13.9 Informar a quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pelo emissor, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, por membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão

VALORES MOBILIÁRIOS DE EMISSÃO DA CPFL ENERGIA – 31/12/2017			
Órgão	Ações Ordinárias		
	Diretamente	Indiretamente	Total
Diretoria Estatutária	189	0	189
Conselho de Administração	0	0	0
Conselho Fiscal	0	0	0

13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

13.10 Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

Somente os Diretores Estatutários têm planos de previdência. Os Conselheiros Fiscais e de Administração não gozam desse benefício.

a. Órgão	Diretoria Estatutária	
b. Número de membros	4	2
c. Número de membros remunerados	4	2
d. Nome do plano	PGBL Bradesco	PGBL Brasil Prev
e. Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	0	0
f. Condições para se aposentar antecipadamente	Não há	Não há
g. Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	R\$ 663	R\$ 274
h. Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores*	R\$ 280	R\$ 109
i. Se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	O valor referente a parte do participante poderá ser resgatado a qualquer momento, porém o resgate da parcela empresa segue as regras estabelecidas em contrato (cláusula de vesting).	

* valores já atualizados monetariamente.

13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal**Valores anuais**

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração			Conselho Fiscal		
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2015
Nº de membros	6,33	7,00	6,67	6,00	7,00	7,00	2,50	4,92	5,00
Nº de membros remunerados	6,25	7,00	6,67	2,67	7,00	7,00	1,36	4,92	5,00
Valor da maior remuneração(Reais)	9.701.000,00	8.808.000,00	10.186.000,00	272.000,00	467.000,00	428.000,00	135.000,00	188.000,00	173.000,00
Valor da menor remuneração(Reais)	256.000,00	158.000,00	166.000,00	272.000,00	280.000,00	257.000,00	135.000,00	188.000,00	173.000,00
Valor médio da remuneração(Reais)	4.371.000,00	3.839.000,00	2.036.000,00	289.000,00	304.000,00	282.000,00	194.000,00	193.000,00	173.000,00

Observação

Diretoria Estatutária	
31/12/2017	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função durante 12 meses. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.
31/12/2016	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 9 meses de exercício da função. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função durante 12 meses. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.
31/12/2015	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função durante 12 meses. Ressalta-se que parte dos diretores da Companhia recebem remuneração por sociedades controladas, portanto o valor da menor remuneração apresentada não considera os montantes divulgados no item 13.15 deste Formulário de Referência.

Conselho de Administração	
31/12/2017	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 11 meses de exercício da função. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função durante 12 meses.
31/12/2016	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função durante 12 meses.
31/12/2015	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função durante 12 meses.

Conselho Fiscal	
31/12/2017	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 7 meses de exercício da função. Valor da menor remuneração anual corresponde a 7 meses de exercício da função, pois todos os membros exerceram a função por menos de 12 meses.
31/12/2016	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função durante 12 meses.
31/12/2015	Os valores informados neste item correspondem a todas as parcelas de remuneração apresentadas no item 13.2, incluindo encargos. Valor da maior remuneração anual corresponde a 12 meses de exercício da função. Valor da menor remuneração anual considera apenas os membros que exerceram a função durante 12 meses.

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria

13.12 Descrição dos arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria, bem como as consequências financeiras para o emissor

A Norma ILP que estabelece as diretrizes para os programas de ILP estabelece o tratamento a ser dado ao exercício das Unidades Virtuais de Valor ("UVVs") conversíveis (pós-vesting) e não conversíveis (pré-vesting) na eventualidade do desligamento de algum dos Executivos da Companhia:

Evento	phantom stocks não Exercíveis ("unvested")	phantom stocks Exercíveis ("vested")
Rescisão Voluntária do Executivo	As phantom stocks são canceladas	As phantom stocks poderão ser convertidas, desde que previamente aprovado pelo CGP - Comitê de Gestão de Pessoas e em até 30 dias após o anúncio do desligamento.
Rescisão por Justa Causa	As phantom stocks são canceladas	
Rescisão unilateral por iniciativa da empresa, sem Justa Causa, antecipada ou no Término de Contrato sem renovação.	As phantom stocks são canceladas	As phantom stocks poderão ser convertidas desde que manifestada a intenção de conversão em até 30 dias após o desligamento, informando-se ao Comitê de Gestão de Pessoas.
Morte ou Aposentadoria por Invalidez permanente	O prazo de carência será antecipado e as phantom stocks serão pagas aos dependentes com base no último valor de conversão apurado.	As phantom stocks serão convertidas com base no último valor de conversão apurado e pagas aos dependentes.

No caso de ocorrer antes do término do prazo do mandato por iniciativa da Companhia, o(s) Diretor(es) Estatutário(s) desligado(s) terá(ão) direito a:

- honorários integrais do mês de destituição;
- 13º honorário proporcional ao número de meses trabalhados no ano;
- 1 honorário mensal, a título de Aviso Prévio; e
- indenização das parcelas conversíveis do Incentivo de Longo Prazo – ILP.

Assegura-se ao administrador, de forma suplementar aos demais direitos, o recebimento de uma indenização especial e única, correspondente ao valor de 06 (seis) honorários, caso ocorram alterações significativas dos acionistas que compõem o bloco de controle majoritário da sociedade, que impliquem em:

- i) extinção do cargo, objeto do Instrumento de Contratação para Administração;
- ii) destituição unilateral por parte do Conselho de Administração; e
- iii) alterações das condições de trabalho, análogas a uma rescisão indireta de contrato de trabalho previstas no artigo 483 da CLT, ou que tornem menos atraente o desempenho do cargo, tais como: remuneração, benefícios, funções, atribuições, autoridade ou responsabilidades. Nessa hipótese, o administrador poderá rescindir o Instrumento de Contratação para Administração, fazendo jus à indenização aqui estabelecida.

Plano vigente a partir de 2017

A Norma ILP que estabelece as diretrizes do ILP estabelece o tratamento a ser dado ao Incentivo na eventualidade do desligamento de algum dos Executivos da Companhia:

13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria

Caso o Beneficiário seja desligado por iniciativa da Companhia ou de suas Controladas, sem justa causa, o direito do beneficiário ao Incentivo será definido conforme segue:

- (a) se ocorrido durante o primeiro ano do período de *vesting*: o beneficiário não fará jus a qualquer valor referente ao Incentivo;
- (b) se ocorrido entre o primeiro e o segundo anos do período de *vesting*: o beneficiário fará jus a 50% do valor do Incentivo a que faria jus caso tivesse permanecido até o final do período do *vesting*; e
- (c) se ocorrido entre o segundo e o terceiro anos do período de *vesting*: o beneficiário fará jus a 100% do valor do Incentivo a que faria jus caso tivesse permanecido até o final do período do *vesting*.

Caso o beneficiário seja desligado por iniciativa própria; ou por iniciativa da Companhia ou de suas Controladas com justa causa, o beneficiário não fará jus a qualquer valor referente ao Incentivo.

Em caso de falecimento ou invalidez permanente do beneficiário, o período de *vesting* de 3 anos será antecipado para o momento da ocorrência do fato e o pagamento do Incentivo será realizado em data a ser estipulada pelo Conselho de Administração da Companhia.

13.13 - Percentual na remuneração total devido 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 2015			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	87%	100%	-

EXERCÍCIO DE 2016			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	87%	100%	-

EXERCÍCIO DE 2017			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	21%	100%	-

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 três últimos exercícios sociais, Valores reconhecidos no resultado do emissor como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados.

Não houve pagamento de qualquer remuneração, nos últimos três exercícios sociais para membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal ou da Diretoria por qualquer razão que não a função que ocupam na Companhia.

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

13.15 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal do emissor, agrupados por órgão, especificando a que título tais valores foram atribuídos a tais indivíduos

EXERCÍCIO DE 2015 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	4.292	4.292
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

EXERCÍCIO DE 2015 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

EXERCÍCIO DE 2016 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	6.008	6.008
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

EXERCÍCIO DE 2016 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

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 2017 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	9.228	9.228
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

⁽¹⁾ Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

EXERCÍCIO DE 2017 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

13.16 - 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 02/2018, conforme detalhado nas planilhas abaixo em cada exercício social:

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Conselho de Administração	1	1	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Conselho Fiscal	-	-	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Diretoria Estatutária	7	7	7	7	6	6	6	6	6	6	6	6

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Conselho de Administração	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Conselho Fiscal	5	5	5	5	5	4	5	5	5	5	5	5
Diretoria Estatutária	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015												
Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Conselho de Administração	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Conselho Fiscal	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Diretoria Estatutária	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7

14.1 - Descrição dos recursos humanos

14. Recursos humanos

14.1 Descrever os recursos humanos do emissor, fornecendo as seguintes informações:

a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)

O número de colaboradores divulgado abaixo compreende todas as controladas da CPFL Energia, que são consolidadas para fins de apresentação de Demonstrações Financeiras Consolidadas da companhia:

Localização Geográfica	Atividade Desempenhada	Número de Colaboradores 2017	Número de Colaboradores 2016	Número de Colaboradores 2015
Bahia	Geração Renováveis	2		
	Total Bahia	2	0	0
Ceará	Geração Renováveis	94		
	Total Ceará	94	0	0
Distrito Federal	Corporativo	1	4	3
	Total Distrito Federal	1	4	3
Minas Gerais	Distribuição	6	7	7
	Geração Renováveis	30		
	Total Minas Gerais	36	7	7
Mato Grosso	Geração Renováveis	5		
	Total Mato Grosso	5	0	0
Paraná	Distribuição	14	12	12
	Geração Renováveis	4		
	Total Paraná	18	12	12
Pernambuco	Comercialização	1		
	Total Pernambuco	1	0	0
Rio Grande do Norte	Geração Renováveis	26		
	Total Rio Grande do Norte	26	0	0
Rio Grande do Sul	Distribuição	3.778	4.025	1.399
	Serviços	30	17	12
	Corporativo	190	248	259
	Geração Convencional	46	47	55
	Geração Renováveis	12		
	Total Rio Grande do Sul	4.056	4.337	1.725
Santa Catarina	Geração Renováveis	17		
	Total Santa Catarina	17	0	0
São Paulo	Distribuição	3.960	3.941	3.830
	Serviços	3.401	3.085	2.542
	Comercialização	47	48	48
	Corporativo	1.349	1.305	1.281
	Geração Convencional	46	48	51
	Geração Renováveis	285	430	391
	Total São Paulo	9.088	8.857	8.143
Total Geral		13.344	13.217	9.890

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

Nossas distribuidoras terceirizam algumas atividades inerentes a concessão do serviço público de energia elétrica por meio de contrato de prestação de serviços medido em unidades por atividades. Não há, assim, controle das pessoas envolvidas e nem o controle quantitativo de homem/hora (Hh).

14.1 - Descrição dos recursos humanos

A Companhia, embora houvesse informado uma estimativa de força de trabalho vinculada aos serviços terceirizados em anos anteriores, chegou à conclusão de que não mais deveria fazer essa estimativa de força de trabalho uma vez que contrata a execução de serviços dos mais diversos fins (manutenção, operação, administrativo, etc.) sem quantificar a força de trabalho envolvida.

c) índice de rotatividade

O índice de rotatividade foi de 16,8% em 2017, 17,7% em 2016 e 19,9% em 2015.

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

14.2 Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 14.1 acima.

Comparado a 2015, houve um aumento significativo no número de colaboradores da Companhia em 2016, especialmente na atividade de Distribuição, da área geográfica do Rio Grande do Sul. Este evento deveu-se à aquisição da distribuidora RGE Sul pela Companhia em 31 de outubro de 2016, cujo impacto em nosso quadro funcional foi de um aumento de cerca de 2.500 colaboradores no fim do exercício.

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

14.3 Descrever as políticas de remuneração dos empregados do emissor, informando:

a) política de salários e remuneração variável

Os salários são definidos conforme a avaliação dos cargos alinhados ao mercado conforme pesquisas salariais periódicas. Os aumentos salariais são de, no máximo, 10% ao ano e os aumentos por promoção (movimentação para cargo mais avaliado) não podem ocorrer em períodos inferiores a 12 meses.

Em conformidade com a legislação e a política de remuneração da Companhia, os empregados são elegíveis para o programa de participação nos resultados. Este montante é estabelecido nas convenções coletivas de cada companhia do Grupo, ajustados anualmente.

Adicionalmente, parte da remuneração de cada empregado está atrelada a metas de desempenho. Os empregados são avaliados com base em critérios estabelecidos para Competências Organizacionais, Comportamentais e Técnicas, além da Avaliação de Resultados atingidos na Contratação de Metas. O sistema de avaliação de desempenho foi elaborado para medir cada um destes itens, visando a contratação de um Plano de Desenvolvimento Individual com acompanhamento e Feedback constante.

b) política de benefícios

Os benefícios oferecidos para nossos colaboradores estão alinhados às melhores práticas do mercado de trabalho, bem como a legislação trabalhista, e são eles:

- ✓ Assistência Médico-Hospitalar e Odontológica, extensiva aos dependentes;
- ✓ Plano de Previdência Privada (exceto Nect, CPFL Atende e CPFL Total);
- ✓ Participação nos Lucros e Resultados, conforme acordo coletivo de trabalho firmado em cada empresa com seus respectivos sindicatos;
- ✓ Auxílio Refeição e/ou Auxílio Alimentação;
- ✓ Auxílio Creche;
- ✓ Vale transporte e/ou Ônibus Fretado;
- ✓ Seguro de Vida (Executivos, Diretores, Gerentes, Colaboradores de empresas específicas, Menores Aprendizizes e Estagiários);
- ✓ Programas de Qualidade de Vida;
- ✓ Cartão Corporativo (Executivos e Diretores);
- ✓ Programas de Final de Ano;
- ✓ Estacionamento na Sede e Regionais (dentro do limite de vagas disponíveis);
- ✓ Check-Up Médico – Executivos Diretores e Gerentes;
- ✓ Gratificação de Férias (exceto CPFL Serviços, Nect, CPFL Total, CPFL Eficiência e Authi);
- ✓ Política de Transferência;
- ✓ Requalificação Profissional (exceto CPFL Serviços, CPFL Atende, Nect, CPFL Total, CPFL Telecom, CPFL Eficiência e Authi)
- ✓ Empréstimo Pessoal Consignado (exceto CPFL Telecom, CPFL Eficiência e Authi).

Para colaboradores da CPFL Paulista, da CPFL Piratininga, da CPFL Geração e da CPFL Brasil, além dos benefícios citados acima, os vinculados à previdência privada da Fundação Cesp, têm direito a benefícios, como empréstimo pessoal, seguros de vida, de residência e de veículos, auxílio farmácia, além de reembolsos específicos para serviços na área da saúde.

c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando

- i. grupos de beneficiários;
- ii. condições para exercício;
- iii. preços de exercício;
- iv. prazos de exercício;
- v. quantidade de ações comprometidas pelo plano.

Não aplicável por não haver planos de remuneração baseado em ações dos empregados não administradores.

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

14.4 Descrever as relações entre o emissor e sindicatos, indicando se houve paralisações e greves nos últimos 3 exercícios sociais

O grupo CPFL mantém relacionamento com 34 sindicatos, reconhecendo-os como os representantes legais e legítimos dos colaboradores para o encaminhamento de suas reivindicações.

Os instrumentos coletivos celebrados com essas entidades sindicais representam para a CPFL o instrumento fundamental a reger as relações de trabalho e suas disposições serão integralmente cumpridas no período de sua vigência.

O Grupo considera indispensável para o desenvolvimento saudável das relações com os Sindicatos, o permanente respeito mútuo entre as partes e a lisura nos procedimentos, garantindo total imparcialidade, seja qual for a entidade sindical. O Grupo acredita manter boas relações com os sindicatos que representam seus colaboradores, evidenciado pelo fato de não termos ocorrência de nenhuma greve que tenha afetado materialmente as operações do Grupo nos últimos 29 anos. Nos últimos 05 exercícios sociais tivemos na CPFL Piratininga, com os Sindicatos dos Urbanitários de Santos e dos Eletricitários de São Paulo, na CPFL Santa Cruz, com o Sindicato dos Eletricitários de Ipaussu, e no último exercício social na CPFL Paulista, Brasil e Geração com o sindicato dos Eletricitários de Campinas, mobilizações que foram deflagradas dentro de um processo natural de negociação, que não trouxeram prejuízos materiais para a Companhia nem comprometeram a essencialidade de sua prestação de serviço.

O Grupo garante aos seus colaboradores a livre associação sindical em conformidade com disposto no Artigo 8º da Constituição Federal.

Atualmente o Grupo possui instrumentos de acordo coletivo com os sindicatos abaixo listados:

1. SINTEC - Sindicato dos técnicos industriais de nível médio do estado de São Paulo
2. SENERGISUL - Sindicato dos assalariados ativos, aposentados e pensionistas, nas empresas geradoras, ou transmissoras, ou distribuidoras ou afins de energia elétrica no estado do Rio Grande do Sul, e assistidos por fundações de seguridade privadas, originadas no setor elétrico
3. SINIPAUC - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia hidroelétrica de Ipaussu
4. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Bauru
5. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Ribeirão Preto
6. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de São José do Rio Preto
7. SINDLUZ - Sindicato dos trabalhadores nos serviços de fiação, tração, luz e força de Araraquara
8. SINDSUL - Sindicato dos eletricitários do sul de Minas Gerais
9. SINTIUS - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias urbanas de Santos, Baixada Santista, Litoral Sul e Vale do Ribeira
10. STIEEC - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia elétrica de Campinas
11. STIEESP - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia elétrica de São Paulo
12. SEESP - Sindicato dos engenheiros no estado de São Paulo
13. SENGE – Sindicato dos engenheiros no Rio Grande do Sul
14. SEAAC - Sindicato dos empregados e empresas de assessoramento de Campinas
15. SINTETEL - Sindicato dos trabalhadores nas empresas de telecomunicações operadoras de mesas telefônicas do estado de São Paulo
16. SINDERGEL - Sindicato dos empregados nas empresas de geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Mococa
17. SCONTMOC - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Mococa e região
18. STICMS - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Salto e região

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

19. STCOMCIR - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Itapetininga e região
20. SCOTRUCA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Bauru e região
21. SITRACOM - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Marília e região
22. SINDSOR - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Sorocaba e região
23. STCOMBTU - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Botucatu e região
24. SINTICOM - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Campinas e região
25. STICM - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Jundiaí e região
26. STICOMPI- Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Piracicaba e região
27. CTBARRET - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Barretos e região
28. CTFRANCA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Franca e região
29. SINDARAC - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Araçatuba e região
30. STICMA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Araraquara e região
31. STRICOMO - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Ourinhos e região
32. FETICOM – Federação dos trabalhadores da construção e do mobiliário do estado de São Paulo
33. FSCM – Federação dos trabalhadores na indústria da construção, do mobiliário, e da madeira da CUT do estado de São Paulo
34. SINDPD - Sindicato dos empregados em empresas de processamento de dados, serv comp, inform tec, inform e trab process dados, serv comp, Inform e tec inform esp.

14.5 - Outras informações relevantes

14.5	Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.
-------------	---

A Companhia esclarece que não possui política específica acerca das atividades do departamento de recursos humanos.

Todas as informações sobre recursos humanos foram divulgados nos itens 14.1 a 14.4.

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
Detalhamento por classes de ações (Unidades)						
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
State Grid Brazil Power Participações S.A.						
26.002.119/0001-97	Brasileira-RJ	Não	Sim	30/11/2017		
Não						
	730.435.698	71,758000%	0	0,000000%	730.435.698	71,758000%
Esc Energia S.A.						
15.146.011/0001-51	Brasileira-SP	Não	Sim	23/01/2017		
Não						
	234.086.204	22,996000%	0	0,000000%	234.086.204	22,996000%
OUTROS						
	53.392.844	5,246000%	0	0,000000%	53.392.844	5,246000%
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
	0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%
TOTAL						
	1.017.914.746	100,000000%	0	0,000000%	1.017.914.746	100,000000%

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	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
State Grid Brazil Power Participações S.A.					
26.002.119/0001-97	Brasileira-RJ	Não	Sim	23/01/2017	
Não					
1.042.392.615	100,000000	0	0,000000	1.042.392.615	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
1.042.392.615	100,000000	0	0,000000	1.042.392.615	100,000000

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 Participações S.A.				26.002.119/0001-97		
International Grid Holdings Limited						
11.823.391/0001-60	Ilhas Virgens Britânicas	Não	Sim	31/07/2017		
Sim	Jiang Xiaojun		Física			
14.299.999.999	99,999000	0	0,000000	14.299.999.999	99,999000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
Top View Grid Investment Limited						
11.823.389/0001-91	Ilhas Virgens	Não	Sim	31/07/2017		
Sim	Jiang Xiaojun		Física			
1	0,001000	0	0,000000	1	0,001000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
TOTAL						
14.300.000.000	100,000000	0	0,000000	14.300.000.000	100,000000	

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	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
State Grid International Development Limited					
12.906.328/0001-50		Não	Sim	31/07/2017	
Sim		Hu Yuhai	Fisica		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Top View Grid Investment Limited				11.823.389/0001-91	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
State Grid International Development Limited					
12.906.328/0001-50		Não	Não	31/07/2017	
Não					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

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	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
State Grid International Development Co. Ltd					
18.022.960/0001-18	China	Não	Sim	31/07/2017	
Sim		Hu Yuhai	Fisica		
21.429.327.845	100,000000	0	0,000000	21.429.327.845	21,318000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0,000000			
State Grid Overseas Investment Ltd					
	Hong Kong	Não	Não	31/07/2017	
Sim		Li Ronghua	Juridica		
0	0,000000	79.091.019.116	100,000000	79.091.019.116	78,682000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0,000000			
TOTAL					
21.429.327.845	100,000000	79.091.019.116	100,000000	100.520.346.961	100,000000

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	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
State Grid Corporation of China						
	China	Não	Sim	31/07/2017		
Sim	Shu Yinbiao		Fisica			
7.131.288.000	100,000000	0	0,000000	7.131.288.000	100,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
TOTAL						
7.131.288.000	100,000000	0	0,000000	7.131.288.000	100,000000	

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	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
State Grid Corporation of China						
Sim	China	Não	Sim	31/07/2017		
100	100,000000	0	0,000000	100	100,000000	
Classe ação						
Qtde. de ações (Unidades)		Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
TOTAL						
100	100,000000	0	0,000000	100	100,000000	

15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	27/04/2018
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	15.862
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	4.757
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	365

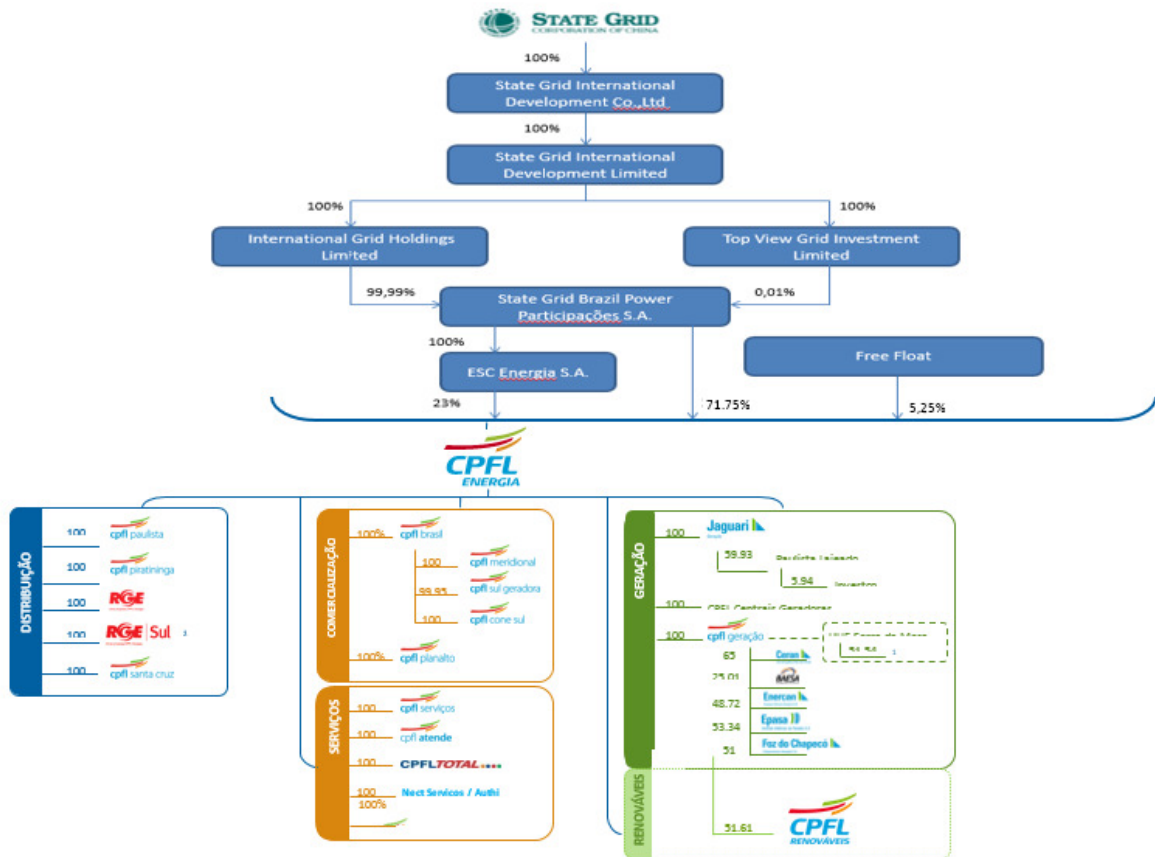
Ações em Circulação

Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantidas em tesouraria

Quantidade ordinárias (Unidades)	53.392.655	5,250000%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000000%
Total	53.392.655	5,250000%

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: 30/04/2018

Notas:

- (1) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, nos termos do Contrato de Compra de Energia entre a CPFL Geração e Furnas;
- (2) A RGE Sul é detida pela CPFL Energia (76,3893%) e CPFL Brasil (23,4561%).

A Companhia esclarece que o organograma ora apresentado possui um rol exemplificativo das empresas do Grupo CPFL. As empresas do Grupo CPFL descritas na íntegra encontram-se no item 15.4.(e) abaixo.

a) todos os controladores diretos e indiretos;

A Companhia possui como acionista controlador direto a empresa State Grid Brazil Power Participações S.A. ("SGBP"), companhia controlada pela State Grid Corporate of China ("SGCC"). A SGCC é uma companhia de propriedade estatal do governo da República Popular da China, fundada em 2002.

Mais informações sobre a composição acionária da Companhia, bem como a indicação de todos os nossos controladores diretos e indiretos, estão informados nos itens 15.1 e 15.2 deste Formulário de Referência.

b) principais controladas e coligadas do emissor;

Apresentamos abaixo as controladas da CPFL Energia, por segmento de atuação, em 31 de dezembro de 2017:

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

Distribuidoras

- ✓ Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista
- ✓ Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga
- ✓ Rio Grande Energia S.A. – RGE
- ✓ Companhia Jaguari de Energia – CPFL Santa Cruz
- ✓ RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. – RGE Sul

Geradoras

- ✓ CPFL Geração de Energia S.A. – CPFL Geração
- ✓ Paulista Lajeado Energia S.A. – Paulista Lajeado
- ✓ Companhia Energética Rio das Antas – CERAN
- ✓ Energética Barra Grande S.A. – BAESA (controlada em conjunto)
- ✓ Campos Novos Energia S.A. – ENERCAN (controlada em conjunto)
- ✓ Foz do Chapecó Energia S.A. (controlada em conjunto)
- ✓ Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA (controlada em conjunto)
- ✓ CPFL Energias Renováveis S.A. – CPFL Renováveis (subsidiárias da CPFL Renováveis podem ser verificadas em seu Formulário de Referência)
- ✓ CPFL Centrais Geradoras Ltda. – CPFL Centrais Geradoras

Comercializadoras

- ✓ CPFL Comercialização Brasil S.A. – CPFL Brasil
- ✓ Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. – CPFL Meridional
- ✓ CPFL Comercialização Cone Sul S.A. – CPFL Cone Sul
- ✓ CPFL Planalto Ltda. – CPFL Planalto
- ✓ CPFL Brasil Varejista S.A. – CPFL Brasil Varejista

Serviços

- ✓ CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. – CPFL Serviços
- ✓ CPFL Atende Centro de Contratos e Atendimento Ltda. – CPFL Atende
- ✓ NECT Serviços Administrativos Ltda. – Nect
- ✓ CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. – CPFL Total
- ✓ CPFL Eficiência Energética S.A. – CPFL ESCO
- ✓ 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
- ✓ CPFL Transmissão Piracicaba S.A. – CPFL Transmissão Piracicaba
- ✓ CPFL Transmissão Morro Agudo S.A. – CPFL Transmissão Morro Agudo

c) participações do emissor em sociedades do grupo;

Distribuição de energia	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)	Nº de municípios	Nº de consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de São Paulo	234	4.389	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior e litoral de São Paulo	27	1.720	30 anos	Outubro de 2028
Rio Grande Energia S.A. ("RGE")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	255	1.485	30 anos	Novembro de 2027
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	118	1.336	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz") (e)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo, Paraná e Minas Gerais	45	447	30 anos	Julho de 2045

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis)	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Potência instalada (MW)	
					Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo e Goiás	3 usinas hidrelétricas (a)	1295	678
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 usinas hidrelétricas	360	234
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51% (d)	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 usina hidrelétrica	855	436
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 usina hidrelétrica	880	429
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 usina hidrelétrica	690	173
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 53,34%	Paraíba	2 usinas termelétricas	342	182
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% (b)	Tocantins	1 usina hidrelétrica	903	63
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 51,60%	(c)	(c)	(c)	(c)
CPFL Centrais Geradoras Ltda ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo e Minas Gerais	6 centrais geradoras hidrelétricas	4	4

Comercialização de energia	Tipo de sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Sociedade limitada	Comercialização e prestação de serviços de energia	Indireta 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Sociedade limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Brasil Varejista S.A. ("CPFL Brasil Varejista")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%

Prestação de serviços	Tipo de sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços	Direta 100%
NECT Serviços Administrativos Ltda ("Nect")	Sociedade limitada	Prestação de serviços administrativos	Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de tele-atendimento	Direta 100%
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. ("CPFL Total")	Sociedade limitada	Serviços de arrecadação e cobrança	Direta 100%
CPFL Eficiência Energética S.A. ("CPFL Eficiência")	Sociedade por ações de capital fechado	Gestão em eficiência energética	Direta 100%
TI Nect Serviços de Informática Ltda. ("Authi")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de informática	Direta 100%
CPFL GD S.A. ("CPFL GD")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de geração	Indireta 100%

Outras	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Jaguarí de Geração de Energia Ltda ("Jaguarí Geração")	Sociedade limitada	Sociedade de participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 51%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 99,95%
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%
CPFL Transmissão Piracicaba S.A. ("CPFL Transmissão Piracicaba")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
CPFL Transmissora Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%

- a) O Grupo CPFL assumiu o controle da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., anteriormente denominada AES Sul Distribuidora Gaúcha S.A., em 31 de outubro de 2016.
- b) A CPFL Geração possui 51,54% sobre a energia assegurada e potência da UHE Serra da Mesa, cuja concessão pertence a Furnas. Os empreendimentos UHE Cariobinha e UTE Carioba encontram-se desativados enquanto aguardam posicionamento do Ministério de Minas e Energia sobre o encerramento antecipado de sua concessão e não constam no quadro.

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

- c) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A (5,94% de participação no capital social total).
- d) A CPFL Renováveis possui operações nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul, e tem como principais atividades (i) o investimento em sociedades no segmento de energias renováveis, (ii) a identificação, desenvolvimento e exploração de potenciais de geração e (iii) comercialização de energia elétrica. Em 31 de dezembro de 2017, a CPFL Renováveis era composta por um portfólio de 112 projetos de 2.508,4 MW de capacidade instalada (2.102,6 MW em operação), sendo:
- Geração de energia hidrelétrica: 46 pequenas centrais hidrelétricas - PCHs (543,2 MW) com 39 PCH's em operação (423 MW) e 7 PCHs em desenvolvimento (120,2 MW);
 - Geração de energia eólica: 57 projetos (1.594.1 MW) com 45 projetos em operação (1.308,5 MW) e 12 projetos em construção/desenvolvimento (285,6 MW);
 - Geração de energia a partir de biomassa: 8 usinas em operação (370 MW);
 - Geração de energia solar: 1 usina solar em operação (1,1 MW)
- e) O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral.
- f) Em 31 de dezembro de 2017 foi aprovada a incorporação das controladas Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa na empresa Companhia Jaguari de Energia, cujo nome fantasia passou a ser "CPFL Santa Cruz". Vide nota 12.6.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

d) participações de sociedades do grupo no emissor;

A participação dos acionistas no patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações			
	31/12/2017		31/12/2016	
	Ordinárias	Participação %	Ordinárias	Participação %
State Grid Brazil Power Participações S.A.	730.435.698	71,76%	-	0,00%
Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - Previ	-	0,00%	299.787.559	29,45%
Camargo Correa S.A.	27.435	0,00%	5.897.311	0,58%
ESC Energia S.A.	234.086.204	23,00%	234.086.204	23,00%
Bonaire Participações S.A.	-	0,00%	1.249.386	0,12%
Energia São Paulo FIA	-	0,00%	35.145.643	3,45%
Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros	-	0,00%	28.056.260	2,76%
Fundação Sistel de Seguridade Social	-	0,00%	37.070.292	3,64%
Fundação Sabesp de Seguridade Social - Sabesprev	-	0,00%	696.561	0,07%
Fundação CESP	-	0,00%	51.048.952	5,02%
BNDES Participações S.A.	-	0,00%	68.592.097	6,74%
Antares Holdings Ltda.	-	0,00%	16.967.165	1,67%
Brumado Holdings Ltda.	-	0,00%	36.497.075	3,59%
Membros da Diretoria Executiva	189	0,00%	34.250	0,00%
Demais acionistas	53.365.220	5,24%	202.785.991	19,92%
Total	1.017.914.746	100,00%	1.017.914.746	100,00%

e) principais sociedades sob controle comum.

As sociedades sob controle comum são aquelas controladas direta ou indiretamente por nosso acionista controlador. Eventuais transações com estas empresas estão divulgadas no item 16.2 deste Formulário de Referência.

15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte

15.5 Com relação a qualquer acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte, regulando o exercício do direito de voto ou a transferência de ações de emissão do emissor, indicar:

- a) partes;**
- b) data de celebração;**
- c) prazo de vigência;**
- d) descrição das cláusulas relativas ao exercício do direito de voto e do poder de controle;**
- e) descrição das cláusulas relativas à indicação de administradores, membros de comitês estatutários ou de pessoas que assumam posições gerenciais;**
- f) descrição das cláusulas relativas à transferência de ações e à preferência para adquiri-las;**
- g) descrição das cláusulas que restrinjam ou vinculem o direito de voto de membros do conselho de administração ou de órgãos de fiscalização e controle.**

Em 23 de janeiro de 2017 foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações datado de 02 de setembro de 2016 e celebrado entre a State Grid Brazil Power Participações S.A., a Camargo Correa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS e a Fundação SABESP de Seguridade Social — SABESPREV, que resultou na transferência do controle da Companhia para a State Grid Brazil Power Participações S.A. Com a operação, a State Grid Brazil Power Participações S.A. tornou-se o único controlador da Companhia, de forma que o Acordo de Acionistas datado de 22 de março de 2002, celebrado entre os antigos controladores da Companhia, foi extinto.

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

15.6 Indicar alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor.
--

Em janeiro de 2017, a State Grid Brazil Power Participações S.A. ("State Grid") adquiriu, direta e indiretamente, o total de 556.164.817 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de aproximadamente 54,64% de seu capital votante e total. Com a conclusão da operação, a State Grid Brazil Power Participações S.A. tornou-se a única acionista controladora da Companhia, de forma que o antigo Acordo de Acionistas firmado entre os antigos controladores foi extinto.

Foi decidido em assembleia geral extraordinária da Companhia, em 27 de março de 2017, (i) a escolha do Credit Suisse (Brasil) S.A. para determinação do valor econômico da Companhia; (ii) o cancelamento de registro da Companhia perante a CVM como categoria "A", e sua conversão para categoria "B"; e (iii) a saída da Companhia do segmento de listagem do Novo Mercado.

A State Grid informou, através de Fatos Relevantes:

- (i) em 16 de fevereiro de 2017 que realizaria oferta pública para a aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas remanescentes da Companhia ("OPA por Alienação de Controle") e, em 7 de julho de 2017, que decidiu seguir somente com as OPAs por alienação de controle da Companhia e por alienação indireta de controle da CPFL Renováveis;
- (ii) em 30 e 31 de outubro de 2017 que a CVM aprovou formalmente todos os documentos relevantes e a continuidade da OPA por Alienação de Controle, e, como resultado da aprovação, a State Grid publicou em 31 de outubro de 2017 o Edital da Oferta com os termos e condições aplicáveis.

Em Fato Relevante e Comunicado ao Mercado divulgados em 30 de novembro e em 5 de dezembro de 2017, respectivamente, a Companhia informou que foi efetuado com sucesso o Leilão. Como resultado do leilão, a State Grid adquiriu 408.357.085 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 88,44% do total de ações objeto da OPA e 40,12% do capital social da Companhia. As ações ordinárias foram adquiridas pelo preço de R\$ 27,69, totalizando o valor de R\$ 11.307.408. A State Grid passou a deter, em conjunto com a ESC Energia S.A., 964.521.902 ações ordinárias de emissão da Companhia, elevando sua participação conjunta de 54,64% para 94,75% do capital social total da Companhia.

15.7 - Principais operações societárias

15.7 Descrever os principais eventos societários ocorridas no grupo que tenham tido efeito relevante para o emissor, tais como incorporações, fusões, cisões, incorporações de ações, alienações e aquisições de controle societário, aquisições e alienações de ativos importantes, pelos quais tenham passado o emissor ou qualquer de suas controladas ou coligadas, indicando:

- **2015**

Evento	Reestruturação societária – CPFL Centrais Geradoras e CPFL Geração
Principais Condições do Negócio	<p>Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 30 de setembro de 2015, foi aprovado um aumento de capital na CPFL Geração integralizado pela controladora CPFL Energia, com ativos e passivos (“acervo líquido”) referente à transferência das concessões das usinas Macaco Branco e Rio do Peixe anteriormente detidas pela CPFL Centrais Geradoras, controlada direta da CPFL Energia. O acervo líquido foi apurado na data base de 31 de julho de 2015 no montante de R\$ 4.303.</p> <p>Esta reestruturação entre as controladas não teve impacto nas demonstrações financeiras individuais ou consolidadas da Companhia, uma vez que não se configurou combinação de negócios, pois não houve alteração no controle.</p>
Sociedades Envolvidas	<p>(i) CPFL Centrais Geradoras (ii) CPFL Geração</p>
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Foi utilizado laudo de avaliação para apuração do acervo a ser transferido.

15.7 - Principais operações societárias• **2016**

Evento	Aquisição de controle societário da AES Sul
Principais Condições do Negócio	<p>O Grupo CPFL assinou com a AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. um acordo de aquisição integral das ações da Companhia. O acordo foi celebrado em 16 de junho de 2016 e a transação foi concluída em 31 de outubro de 2016. Conseqüentemente, a partir de 31 de outubro de 2016, data-base da aquisição, a CPFL Jaguariúna passou a deter a totalidade da participação societária direta na AES Sul, cuja razão social foi alterada para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., na mesma data.</p> <p>Como consequência, a CPFL Energia passou a deter o controle indireto da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.</p>
Sociedades Envolvidas	<p>(i) CPFL Jaguariúna Participações Ltda. (ii) AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. (iii) AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (atual RGE Sul Distribuidora de Energia)</p>
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Não houve alteração no quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e depois da operação	<p>Quadro societário da RGE Sul</p> <p>Antes: <u>Controlador:</u> AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. 288.895 ações ordinárias (99,72%) e 87.964 ações preferenciais (99,99%). <u>Outros:</u> 810 ações ordinárias (0,28%) e 5 ações preferenciais (0,01%)</p> <p>Depois: <u>Controlador:</u> CPFL Jaguariúna Participações Ltda 289.705 ações ordinárias (100,0%) e 87.969 ações preferenciais (100,0%).</p>
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Como a aquisição foi uma transação entre partes não relacionadas, as condições estabelecidas foram condições normais de mercado.

15.7 - Principais operações societárias• **2017**

Evento	Alienação de controle societário da CPFL Energia
Principais Condições do Negócio	<p>Em 23 de janeiro de 2017 foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações datado de 02 de setembro de 2016 e celebrado entre a State Grid Brazil Power Participações S.A., a Camargo Corrêa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS e a Fundação SABESP de Seguridade Social – SABESPREV.</p> <p>Na mesma data, a State Grid Brazil Power Participações S.A. também adquiriu 100% do capital social da ESC Energia S.A.</p> <p>Conseqüentemente, a partir desta data, a State Grid Brazil Power Participações S.A. tornou-se o único controlador da Companhia.</p>
Sociedades Envolvidas	<p>(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.</p>
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Houve alteração completa do quadro de controle da CPFL Energia, com alienação integral das ações vinculadas ao Bloco de Controle da CPFL Energia para a State Grid Brazil Power Participações S.A., que passou a ser a única controladora da CPFL Energia.
Quadro societário antes e depois da operação	<p>Antes: <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>

15.7 - Principais operações societárias

	<p>Depois: Controlador: State Grid Brazil Power Participações S.A. 556.164.817 ações ordinárias (54,6%), direta e indiretamente pela aquisição de 100% do capital social da ESC Energia.</p>
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Como a aquisição foi uma transação entre partes não relacionadas, as condições estabelecidas foram condições normais de mercado.

Evento	Incorporação CPFL Jaguariúna
Principais Condições do Negócio	<p>Em AGE realizada em 15 de dezembro de 2017, foi aprovada a incorporação da CPFL Jaguariúna pela RGE Sul. A incorporada, por consequência foi extinta, passando a RGE Sul a condição de sucessora dos seus bens, direitos e obrigações.</p> <p>No momento da incorporação, foram aplicados os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01, de modo que uma provisão retificadora do ágio fosse registrada, gerando um crédito fiscal no montante de R\$ 99.981 (nota 9). Para recompor seus investimentos, a Companhia e a CPFL Brasil registraram, de forma proporcional aos seus investimentos na RGE Sul, (i) um intangível de concessão recomposto no montante de R\$ 148.487 e R\$ 45.594 respectivamente, no montante total de R\$ 194.081, correspondente à mais valia dos intangíveis de infraestrutura da distribuição e de exploração da concessão; e (ii) um ajuste líquido de mais e menos valia no montante de R\$ 66.607 e R\$ 20.452, respectivamente, correspondentes ao valor justo de provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas, menos valia de consumidores e mais valia de ativo de indenização. Ambos os montantes são inidutíveis para fins fiscais na Companhia e na CPFL Brasil.</p>
Sociedades Envolvidas	<ul style="list-style-type: none"> (i) CPFL Energia (ii) CPFL Brasil (iii) RGE Sul (iv) CPFL Jaguariúna
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro societário
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro societário
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Foi utilizado laudo de avaliação para apuração do acervo a ser incorporado.

15.7 - Principais operações societárias

Evento	Agrupamento das controladas
Principais Condições do Negócio	Em 21 de novembro de 2017 a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 6.723/2017, autorizou o agrupamento das distribuidoras de energia elétrica Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa, nos termos da Resolução Normativa nº 716/2016 de 03 de maio de 2016. A partir de 1 de janeiro de 2018 as operações destas controladas passaram a ser somente pela Companhia Jaguari de Energia, cujo nome fantasia passou a ser "CPFL Santa Cruz". Esta operação foi aprovada pelas Assembleias Geral Extraordinária ("AGE") realizadas em 31 de dezembro de 2017 nas empresas agrupadas.
Sociedades Envolvidas	(i) Companhia Luz e Força Santa Cruz; (ii) Companhia Leste Paulista de Energia; (iii) Companhia Jaguari de Energia; (iv) Companhia Sul Paulista de Energia; e (v) Companhia Luz e Força de Mococa.
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Não houve alteração em nosso quadro societário
Quadro societário antes e depois da operação	Não houve alteração em nosso quadro societário
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Foi utilizado laudo de avaliação para apuração do acervo a ser incorporado.

15.8 - Outras informações relevantes

15.8 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Conforme ordenamento jurídico chinês, a população da República Democrática da China é a proprietária da State Grid Corporation of China, de forma que a entidade não possui acionistas.

Todas as informações sobre controle e grupo econômico foram divulgadas nos itens 15.1 a 15.7.

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

16. Transações com partes relacionadas

16.1 Descrever as regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas, conforme definidas pelas regras contábeis que tratam desse assunto, indicando, quando houver uma política formal adotada pelo emissor, o órgão responsável por sua aprovação, data de aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado.

O CPC 05 (R1) Partes Relacionadas – Pronunciamento Técnico do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, aprovado pela Deliberação CVM nº 642/10, é a regra contábil que trata das divulgações necessárias sobre Partes Relacionadas nas notas explicativas às demonstrações financeiras. Adicionalmente, em atendimento ao Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3 S.A., a CPFL Energia deve divulgar ao mercado informações sobre os contratos celebrados com partes relacionadas que ultrapassem o limite estabelecido pelo Regulamento.

A Companhia realiza transações com partes relacionadas durante o curso normal de suas operações e atividades. Em atendimento aos requerimentos acima estabelecidos e preservando seu compromisso com a defesa e a criação de valor em sintonia com as melhores práticas de governança corporativa, a Companhia possui mecanismos internos para acompanhamento e controle das transações envolvendo Partes Relacionadas. Todavia, a Companhia não possui uma política de transações com partes relacionadas formalizada.

O Estatuto Social da Companhia prevê, em seu Art. 17 alínea "m", que estava sujeita à aprovação do Conselho de Administração a celebração de contratos pela Companhia com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 11.851.000,00 (onze milhões, oitocentos e cinquenta e um mil reais) (conforme corrigido pelo IGP-M).

Para assessorar o Conselho de Administração em assuntos relacionados à Companhia, às suas controladas e suas coligadas, foi criado o Comitê de Partes Relacionadas, órgão consultivo composto por três membros, dos quais um membro é considerado independente. O Comitê deve se reunir mediante solicitação do Conselho de Administração sempre que houver necessidade de análise e opinião sobre as matérias de sua competência.

Compete ao Comitê de Partes Relacionadas assessorar o Conselho de Administração nos seguintes temas que envolvem transações com partes relacionadas:

- (i) Avaliação do processo de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços;
- (ii) Avaliação do processo de fechamento de contrato(s) de compra e/ou venda de energia;
- (iii) Emissão da lista de Partes Relacionadas; e
- (iv) Exame e avaliação de outras operações.

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Foz do Chapecó Energia	18/10/2002	3.570.010.689,00	R\$ 10.250.346,00	R\$ 3.570.010.689,00	06/11/2036	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Suprimento de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Araraquara Transmissora de Energia S.A	01/01/2017	1.694.157,00	0	R\$ 1.694.157,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão de energia						
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.	01/01/2017	328.261,00	R\$ 0,00	R\$ 328.261,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão de energia						
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							
Catxerê Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	3.906.442,00	0	R\$ 3.906.442,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia	05/04/2013	590.453,00	R\$ 1.729,00	R\$ 590.453,00	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Suprimento 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							
Foz do Chapecó Energia	25/02/2008	7.767.239,00	R\$ 29.137,00	R\$ 7.767.239,00	31/12/2041	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	Suprimento 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							
Foz do Chapecó Energia	01/01/2017	16.858,00	0	R\$ 16.858,00	Indeterminado	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	Credor						
Especificar							
ENERCAN - Campos Novos Energia	18/10/2002	2.235.472.400,00	R\$ 17.601.999,00	R\$ 2.235.472.400,00	31/12/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Suprimento de energia						
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
ENERCAN - Campos Novos Energia	05/01/2011	92.286.680,00	0	R\$ 92.286.680,00	31/12/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Suprimento de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
ENERCAN - Campos Novos Energia	18/10/2002	8.550.104,00	R\$ 188.768,00	R\$ 8.550.104,00	31/12/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Suprimento de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENERCAN - Campos Novos Energia	01/01/2017	14.306,00	0	R\$ 14.306,00	Indeterminado	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	Credor						
Especificar							
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	14/01/2008	54.047.516,00	R\$ 481.101,00	R\$ 54.047.516,00	21/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Suprimento 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							
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	01/01/2017	2.576,00	0	R\$ 2.576,00	Indeterminado	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	Credor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia	01/01/2016	6.699.487,68	0	R\$ 6.699.487,68	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	Serviços de O&M						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplemento						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
BAESA - Energética Barra Grande S.A.	29/12/2016	570.083,00	0	R\$ 118.246,00	29/06/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Cooperação técnica para projeto de P&D						
Garantia e seguros	Multas por não cumprimento das metas contratadas						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	01/03/2017	1.277.408,00	0	R\$ 1.277.408,00	01/03/2020	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Provisão de receitas de serviços compartilhados						
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
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	31/07/2013	2.063.445,00	0	R\$ 2.063.445,00	16/01/2017	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Contrato de Mútuo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Contrato de mútuo realizado com a entidade controlada em conjunto para financiamento de suas operações. A remuneração é de 113,5% do CDI.						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Chapecoense Geração S.A.	31/12/2017	32.734.076,00	0	R\$ 32.734.076,00	Indefinido	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Dividendos a receber						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Linhas de Transmissão do Itaim S.A	01/01/2017	3.428.346,00	0	R\$ 3.428.346,00	Indeterminado	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							
BAESA - Energética Barra Grande S.A.	29/12/2016	1.077.902,00	0	R\$ 223.532,00	29/12/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Cooperação técnica para projeto de P&D						
Garantia e seguros	Multas por não cumprimento das metas contratadas						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Foz do Chapeco Energia S/A	29/12/2016	570.083,00	0	R\$ 138.751,00	29/12/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Cooperação técnica para projeto de P&D						
Garantia e seguros	Multas por não cumprimento das metas contratadas						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Foz do Chapeco Energia S/A	29/12/2016	1.077.902,00	0	R\$ 232.048,00	29/12/2018	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	Cooperação técnica para projeto de P&D						
Garantia e seguros	Multas por não cumprimento das metas contratadas						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Campos Novos Energia S/A - ENERCAN	29/12/2016	570.083,00	0	R\$ 126.051,00	29/06/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Cooperação técnica para projeto de P&D						
Garantia e seguros	Multas por não cumprimento das metas contratadas						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Campos Novos Energia S/A - ENERCAN	29/12/2016	1.077.902,00	0	R\$ 231.724,00	29/12/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Cooperação técnica para projeto de P&D						
Garantia e seguros	Multas por não cumprimento das metas contratadas						
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
Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S.A.	01/01/2017	5.159.570,00	0	R\$ 5.159.570,00	Indeterminado	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							
Instituto CPFL		3.606.058,00	0	R\$ 3.606.058,00	Indefinido	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							
BAESA - Energética Barra Grande	21/01/2010	2.318.358.954,00	R\$ 12.751.045,00	R\$ 2.318.358.954,00	13/05/2036	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Suprimento de energia						
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							
BAESA - Energética Barra Grande	01/01/2017	11.416,00	0	R\$ 11.416,00	Indeterminado	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	Credor						
Especificar							
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A.	01/01/2017	5.449.195,00	R\$ 27,00	R\$ 5.449.195,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão de energia						
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.	01/01/2017	1.788.386,00	0	R\$ 1.788.386,00	Indeterminado	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 de energia						
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 S.A.	01/01/2017	14.112.082,00	0	R\$ 14.112.082,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A.	01/01/2017	1.845.066,00	R\$ 13,00	R\$ 1.845.066,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão de energia						
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
Foz do Chapecó Energia	25/02/2008	1.571.282.195,00	R\$ 6.041.164,00	R\$ 1.571.282.195,00	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Suprimento 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							
Nari Brasil Holding LTDA	01/01/2017	354.237,00	0	R\$ 354.237,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão de energia						
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.	01/01/2017	293.015,00	R\$ 0,00	R\$ 293.015,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Marechal Rondon Transmissora de Energia S.A	01/01/2017	2.482.097,00	R\$ 13.161,00	R\$ 2.482.097,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão de energia						
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	01/01/2017	11.283.560,00	R\$ 67,00	R\$ 11.283.560,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão de energia						
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	01/01/2017	6.516.400,00	R\$ 62,00	R\$ 6.516.400,00	Indeterminado	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 de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	2.674.156,00	0	R\$ 2.674.156,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Porto Primavera Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	5.880.979,00	R\$ 0,00	R\$ 5.880.979,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão de energia						
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
Ribeirão Preto Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	2.111.612,00	0	R\$ 2.111.612,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	8.672.254,00	0	R\$ 8.672.254,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão de energia						
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.	01/01/2017	2.346.115,00	0	R\$ 2.346.115,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Entidades sob controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão de energia						
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							
BAESA - Energética Barra Grande	18/12/2014	130.348.227,00	R\$ 418.170,00	R\$ 130.348.227,00	31/12/2038	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Empreendimento controlado em conjunto						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de constituição de garantias						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia	18/10/2002	5.363.779.924,00	R\$ 21.094.620,00	R\$ 5.363.779.924,00	06/11/2036	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Empreendimento controlado em conjunto						
Objeto contrato	Suprimento de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	14/01/2008	1.202.752.675,00	R\$ 10.706.687,00	R\$ 1.202.752.675,00	31/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Empreendimentos controlados em conjunto						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Suprimento 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							
ENERCAN - Campos Novos Energia	18/10/2002	4.183.963.034,00	R\$ 33.590.327,00	R\$ 4.183.963.034,00	31/12/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Empreendimento controlado em conjunto						
Objeto contrato	Suprimento de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
BAESA - Energética Barra Grande	01/06/2015	6.046.772,00	0	R\$ 6.046.772,00	31/05/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Empreendimento controlado em conjunto						
Objeto contrato	Serviços de Operação e Manutenção						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplemento						
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
Foz do Chapecó Energia	01/09/2013	576.000,00	R\$ 0,00	R\$ 576.000,00	31/08/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Empreendimento controlado em conjunto						
Objeto contrato	Representação junto à CCEE						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	14/01/2008	929.056.593,00	R\$ 8.270.603,00	R\$ 929.056.593,00	31/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Empreendimento controlado em conjunto						
Objeto contrato	Suprimento 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							
ENERCAN - Campos Novos Energia	01/06/2015	6.046.772,00	0	R\$ 6.046.772,00	31/05/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Empreendimento controlado em conjunto						
Objeto contrato	Serviços de Operação e Manutenção						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inadimplemento						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Acionistas não controladores da CPFL Renováveis	30/04/2012	6.281.000,00	0	R\$ 6.281.000,00	Indefinido, a ser liquidado com compensação de dividendos a pagar.	SIM	8,000000
Relação com o emissor	Influência significativa						
Objeto contrato	Contrato de Mútuo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Concessão de financiamento para que o acionista não controlador pudesse integralizar sua parcela de capital subscrito nas SPEs (em decorrência dos aumentos de capital pela CPFL Renováveis), evitando que sua participação acionária fosse diluída. A remuneração é de 8% a.a. + IGP-M.						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	28/03/2013	105.826.538,00	R\$ 0,00	R\$ 105.826.538,00	16/01/2017	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Empreendimento controlado em conjunto						
Objeto contrato	Contrato de Mútuo						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Contrato de mútuo realizado com a entidade controlada em conjunto para financiamento de suas operações. A remuneração é de 113,5% do CDI.						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
BAESA - Energética Barra Grande	31/12/2017	108.404,00	0	R\$ 108.404,00	Indefinido	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Empreendimento controlado em conjunto						
Objeto contrato	Dividendos a receber						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
ENERCAN - Campos Novos Energia	31/12/2017	21.183.848,00	0	R\$ 21.183.848,00	Indefinido	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Empreendimento controlado em conjunto						
Objeto contrato	Dividendos a receber						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Expansion Transmissão de Energia Elétrica S.A.	01/01/2017	10.977.202,00	R\$ 0,00	R\$ 10.977.202,00	Indeterminado	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						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
BAESA - Energética Barra Grande	20/08/2012	920.000,00	R\$ 691.096,00	R\$ 920.000,00	20/08/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Empreendimento controlado em conjunto						
Objeto contrato	Adiantamentos relacionados a projeto de P&D						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia	20/08/2012	1.300.000,00	R\$ 979.460,00	R\$ 1.300.000,00	20/08/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Empreendimento controlado em conjunto						
Objeto contrato	Adiantamentos relacionados a projeto de P&D						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	20/08/2012	600.000,00	R\$ 440.313,00	R\$ 600.000,00	20/08/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Empreendimento controlado em conjunto						
Objeto contrato	Adiantamentos relacionados a projeto de 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	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
ENERCAN - Campos Novos Energia	20/08/2012	1.600.000,00	R\$ 1.211.759,00	R\$ 1.600.000,00	20/08/2015	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Empreendimento controlado em conjunto						
Objeto contrato	Adiantamentos relacionados a projeto de P&D						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	N/A						
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado**16.3 Em relação a cada uma das transações ou conjunto de transações mencionados no item 16.2 acima ocorridas no último exercício social:****a) identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses**

Preservando seu compromisso com a defesa e a criação de valor em sintonia com as melhores práticas de governança corporativa e com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3, a Companhia possui mecanismos internos para acompanhamento e controle das transações envolvendo Partes Relacionadas.

Até a Assembleia Geral Extraordinária realizada em 27 de abril de 2018, o Estatuto Social da Companhia previa, em seu Art. 17 alínea "m", que o Conselho de Administração tem por atribuição autorizar prévia e expressamente a celebração de contratos pela Companhia ou pelas sociedades direta ou indiretamente controladas, com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 11.913.000,00 (onze milhões, novecentos e treze mil reais). Em razão da reforma de determinadas disposições do Estatuto Social da Companhia aprovada na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 27 de abril de 2018, esse limite foi alterado, e passou a prever valor superior a R\$ 11.851.000,00 (onze milhões, oitocentos e cinquenta e um mil reais).

Vale ressaltar que o próprio Regimento Interno do Conselho de Administração dispõe que: (i) cabe ao Conselho de Administração prevenir e administrar situações de conflito de interesses ou de divergência de opiniões; e (ii) qualquer conselheiro que possua efetivo ou potencial conflito de interesse ou que esteja ligado à parte relacionada, cujas atividades preponderantes impliquem existência, efetiva ou potencial, de conflito de interesses com determinada matéria a ser examinada pelo conselho, deverá abster-se de participar da parte da reunião na qual tal matéria for analisada.

Por prática interna de governança corporativa, as operações envolvendo Partes Relacionadas aos acionistas são, previamente à deliberação do Conselho de Administração, submetidas ao Comitê de Partes Relacionadas, órgão de assessoramento do Conselho cuja atribuição é examinar e manifestar opinião sobre o atendimento a práticas usuais de mercado nas transações com Partes Relacionadas aos Acionistas Controladores da CPFL Energia. Neste sentido, de acordo com as competências que lhe foram atribuídas pelo Conselho de Administração, cabe ao Comitê de Partes Relacionadas avaliar tais transações.

Visando garantir a identificação de transações realizadas entre a CPFL Energia e suas sociedades controladas com acionistas da CPFL Energia, evitando eventuais conflitos de interesse, o acionista controlador forneceu à Companhia uma lista atualizada de empresas afiliadas consideradas Partes Relacionadas. Com base nessa lista, a Companhia identifica as transações com Partes Relacionadas e previamente à submissão para deliberação do Conselho de Administração, o Comitê de Partes Relacionadas se manifesta sobre o atendimento às práticas usuais de mercado.

Algumas de nossas sociedades controladas também estão sujeitas às regras da ANEEL. Nesse contexto, a Resolução Normativa ANEEL nº 699/2016 dispõe que determinados atos e negócios jurídicos entre concessionárias, permissionárias, autorizadas e suas partes relacionadas estão sujeitos a controles prévio ou a *posteriori* da ANEEL, dependendo do caso concreto.

A Companhia esclarece que todas as transações descritas no item 16.2 deste Formulário de Referência estão sujeitas às políticas e dispositivos legais descritos neste item 16.3.(a).

b) demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado.

A Companhia formaliza os contratos com Partes Relacionadas sempre observando os preços e condições praticados em mercado, para que não sejam gerados benefícios ou prejuízos à Companhia e empresas de seu grupo econômico. Os contratos são negociados individualmente, sendo analisadas as condições

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

usuais do mercado de cada região, respeitadas as particularidades de cada operação (Ex: valores, prazos, sigilo das informações, qualidade dos serviços e produtos, etc.). Ainda, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 699/2016, todos os atos e negócios jurídicos entre agentes do setor elétrico e suas partes relacionadas devem ser estabelecidos em condições estritamente comutativas, incluindo, quando couber, processos licitatórios, de forma a não onerar as partes desproporcionalmente.

Ademais, todas as transações, inclusive aquelas com Partes Relacionadas, devem ser pactuadas por escrito, especificando-se as suas principais características (preços, prazos, direitos, responsabilidades, etc.).

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

16.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações relevantes que não tenham sido abrangidas pelos itens 16.1 a 16.3.

17.1 - Informações sobre o capital social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital (Reais)	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias (Unidades)	Quantidade de ações preferenciais (Unidades)	Quantidade total de ações (Unidades)
Tipo de capital	Capital Emitido				
29/04/2016	5.741.284.174,75		1.017.914.746	0	1.017.914.746
Tipo de capital	Capital Subscrito				
29/04/2016	5.741.284.174,75		1.017.914.746	0	1.017.914.746
Tipo de capital	Capital Integralizado				
29/04/2016	5.741.284.174,75		1.017.914.746	0	1.017.914.746
Tipo de capital	Capital Autorizado				
28/04/2006	0,00		500.000.000	0	500.000.000

17.2 - Aumentos do capital social

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferenciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
29/04/2015	Assembleia Geral Extraordinária	29/04/2015	554.887.598,45	Subscrição particular	30.739.955	0	30.739.955	3,19451078	18,05	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		Média histórica dos últimos 30 pregões até 13 de março de 2015, considerando a volatilidade do período, do valor de cotação das ações em bolsa.								
Forma de integralização		Capitalização da reserva de lucros (reserva estatutária de reforço de capital de giro).								
29/04/2016	Assembleia Geral Extraordinária	29/04/2016	392.972.219,68	Subscrição particular	24.900.531	0	24.900.531	2,50757045	15,78	R\$ por Unidade
Critério para determinação do preço de emissão		Média histórica dos últimos 30 pregões até 29 de fevereiro de 2016, considerando a volatilidade do período, do valor de cotação das ações em bolsa.								
Forma de integralização		Capitalização da reserva de lucros (reserva estatutária de reforço de capital de giro).								

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Data aprovação	Quantidade de ações antes da aprovação (Unidades)			Quantidade de ações depois da aprovação (Unidades)		
	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações
Bonificação						
29/04/2015	962.274.260	0	962.274.260	993.014.215	0	993.014.215
Bonificação						
29/04/2016	993.014.215	0	993.014.215	1.017.914.746	0	1.017.914.746

17.4 - Informações sobre reduções do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve redução de capital nos últimos 3 exercícios sociais.

17.5 - Outras informações relevantes

17.5	Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes
-------------	--

Todas as informações relevantes sobre o capital social da Companhia foram divulgadas nos itens anteriores deste Formulário de Referência.

18.1 - Direitos das ações

Espécie de ações ou CDA	Ordinária
Tag along	100,000000
Direito a dividendos	Conforme artigo 28 do Estatuto Social, a companhia distribuirá, em cada exercício social, no mínimo 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei n.º 6.404/76.
Direito a voto	Pleno
Conversibilidade	Não
Direito a reembolso de capital	Não
Restrição a circulação	Não
Resgatável	Não
Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate	
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o Estatuto Social, tampouco as deliberações adotadas pelos acionistas em Assembleias Gerais de sociedade por ações podem privar os acionistas dos seguintes direitos: <ul style="list-style-type: none"> • Direito a participar da distribuição dos lucros; • Direito a participar, na proporção da sua participação no capital social, da distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia; • Direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações; • Direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei das Sociedades por Ações, a gestão dos negócios sociais; • Direito a retirar-se da Companhia, nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações.
Outras características relevantes	Não há outras informações relevantes que não tenham sido abrangidas pelos itens anteriores.

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública**18.2 Descrever, se existirem, as regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública.**

Com relação à obrigação de realização de oferta pública, o Art. 34 do Estatuto Social da Companhia estabelece que, conforme mencionado no item 18.1 acima, na hipótese de alienação direta ou indireta de controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada, sob a condição de que o adquirente do controle se obrigue a realizar oferta pública de aquisição de ações, tendo por objeto as ações de emissão da Companhia de titularidade dos demais acionistas, observando as condições e os prazos previstos na legislação vigente na regulamentação em vigor e no Regulamento do Novo Mercado, de forma a assegurar-lhes tratamento igualitário àquele dado ao alienante.

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

18.3 Descrever exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto.

Não há.

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados**Exercício social 31/12/2017**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/03/2017	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	34.867.000	25,87	25,17	R\$ por Unidade	26,46
30/06/2017	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	42.271.000	26,51	25,72	R\$ por Unidade	26,10
30/09/2017	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	27.992.000	27,24	26,42	R\$ por Unidade	26,96
31/12/2017	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	39.138.000	27,62	17,98	R\$ por Unidade	24,48

Exercício social 31/12/2016

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/03/2016	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	28.277.000	20,30	13,87	R\$ por Unidade	16,63
30/06/2016	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	36.775.000	20,81	18,15	R\$ por Unidade	19,41
30/09/2016	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	41.496.000	24,32	20,56	R\$ por Unidade	23,12
31/12/2016	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	48.885.000	25,21	23,60	R\$ por Unidade	24,42

Exercício social 31/12/2015

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/03/2015	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	22.822.000	20,46	16,56	R\$ por Unidade	18,16
30/06/2015	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	28.844.000	21,20	18,69	R\$ por Unidade	19,98
30/09/2015	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	23.387.000	19,81	14,17	R\$ por Unidade	17,23
31/12/2015	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	21.983.000	16,71	14,51	R\$ por Unidade	15,59

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	1ª emissão da CPFL Santa Cruz
Data de emissão	09/06/2011
Data de vencimento	09/06/2018
Quantidade (Unidades)	650
Pessoas Físicas (Unidades)	0
Pessoas Jurídicas (Unidades)	0
Investidores Institucionais (Unidades)	4
Valor nominal global (Reais)	65.000.000,00
Saldo devedor em aberto	32.635.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide mais detalhes item 18.12.
Características dos valores mobiliários de dívida	
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide mais detalhes item 18.12.
Outras características relevantes	Vide mais detalhes item 18.12.

Valor mobiliário	Nota Comercial
Identificação do valor mobiliário	1ª emissão da CPFL Serviços
Data de emissão	28/06/2017
Data de vencimento	28/06/2018
Quantidade (Unidades)	45
Pessoas Físicas (Unidades)	0
Pessoas Jurídicas (Unidades)	0
Investidores Institucionais (Unidades)	7
Valor nominal global (Reais)	45.000.000,00
Saldo devedor em aberto	46.941.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide mais detalhes no item 18.12.
Características dos valores mobiliários de dívida	
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide mais detalhes no item 18.12.
Outras características relevantes	Vide mais detalhes no item 18.12.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	5ª emissão da CPFL Energia
Data de emissão	20/10/2016
Data de vencimento	20/10/2020
Quantidade (Unidades)	62.000
Pessoas Físicas (Unidades)	0
Pessoas Jurídicas (Unidades)	0
Investidores Institucionais (Unidades)	23
Valor nominal global (Reais)	620.000.000,00
Saldo devedor em aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide mais detalhes item 18.12.
Características dos valores mobiliários de dívida	
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide mais detalhes item 18.12.
Outras características relevantes	Vide mais detalhes item 18.12.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	4ª emissão da CPFL Brasil
Data de emissão	05/01/2018
Data de vencimento	05/01/2019
Quantidade (Unidades)	115.000

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Pessoas Físicas (Unidades)	0
Pessoas Jurídicas (Unidades)	0
Investidores Institucionais (Unidades)	4
Valor nominal global (Reais)	115.000.000,00
Saldo devedor em aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide detalhes no item 18.12.
Características dos valores mobiliários de dívida	
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) 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

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	2ª emissão da CPFL Santa Cruz
Data de emissão	09/01/2018
Data de vencimento	09/01/2019
Quantidade (Unidades)	190.000
Pessoas Físicas (Unidades)	0
Pessoas Jurídicas (Unidades)	0
Investidores Institucionais (Unidades)	4
Valor nominal global (Reais)	190.000.000,00
Saldo devedor em aberto	0,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide detalhes no item 18.12.
Características dos valores mobiliários de dívida	
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) 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.

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	3ª emissão da CPFL Brasil
Data de emissão	20/10/2016
Data de vencimento	20/10/2020
Quantidade (Unidades)	40.000
Pessoas Físicas (Unidades)	0
Pessoas Jurídicas (Unidades)	0
Investidores Institucionais (Unidades)	23
Valor nominal global (Reais)	400.000.000,00
Saldo devedor em aberto	406.059.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Vide mais detalhes item 18.12.
Características dos valores mobiliários de dívida	
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide mais detalhes item 18.12.
Outras características relevantes	Vide mais detalhes 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 ações ON (CPFE3) da CPFL Energia são admitidas à negociação na B3 sob a sigla "CPFE3".

As debêntures da CPFL Energia e das controladas 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

18.7 Em relação a cada classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros, indicar:

Informação	ON
País	Estados Unidos da América (EUA)
Mercado	Bolsa de Valores
Entidade administradora do mercado no qual os valores mobiliários são admitidos à negociação	New York Stock Exchange (NYSE)
Data de admissão à negociação	29/09/2004
Segmento de negociação	ADR Nível III
Data de início de listagem no segmento de negociação	29/09/2004
Percentual do volume de negociações no exterior em relação ao volume total de negociações de cada classe e espécie no último exercício	Em 2017, 26,1% do volume diário total correspondia ao volume diário negociado na NYSE.
Proporção de certificados de depósito no exterior em relação a cada classe e espécie de ações;	Posição em 31/12/2017 é de 7.981.403 ADRs equivalentes a 15.962.807 Ações ON (posição acionária do banco depositário dos ADRs corresponde a 1,6% do total das ações).
Banco depositário	Citibank N.A.
Instituição custodiante	Banco do Brasil S.A.

18.8 - Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

18.9 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor**18.9 Descrever as ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor.**

Nos últimos três exercícios sociais, não ocorreu nenhuma oferta pública de ações do emissor, seja ela primária ou secundária.

Nos últimos três exercícios sociais houve a 5ª emissão das debêntures da CPFL Energia, a 3ª emissão das debêntures da controlada direta CPFL Brasil e a 1ª emissão de notas promissórias comerciais da CPFL Serviços, cujos detalhes estão descritos nos itens 18.5, 18.10 e 18.12 deste Formulário de Referência. Informações sobre valores mobiliários das controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração, RGE, RGE Sul e CPFL Renováveis estão disponíveis em seus Formulários de Referência.

18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios**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*

O emissor não realizou oferta pública de distribuição de valores mobiliários em 2015 e 2017.

A Companhia emitiu, no quarto trimestre de 2016, 62.000 debêntures, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, em série única, da espécie quirografária, com vencimento em outubro de 2020. As debêntures foram subscritas e integralizadas pela CPFL Energia no montante de R\$ 620.000.

A CPFL Brasil emitiu, no quarto trimestre de 2016, 40.000 debêntures, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, em série única, da espécie quirografária, com vencimento em outubro de 2020. As debêntures foram subscritas e integralizadas pela CPFL Brasil no montante de R\$ 400.000.

Para ambas as emissões de 2016, os recursos obtidos foram destinados para a aquisição de participação acionária na AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A, atualmente denominada RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

A CPFL Serviços emitiu, no segundo trimestre de 2017, 45 notas promissórias comerciais, de série única, da espécie quirografária, com vencimento em junho de 2018. As notas promissórias comerciais foram subscritas e integralizadas pela CPFL Serviços no montante de R\$ 45.000. Os recursos obtidos foram destinados para reforço de capital de giro da CPFL Serviços.

18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros

18.11 Descrever as ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiro.

Não houve nenhuma oferta pública de ações, seja ela primária ou secundária, nos últimos três exercícios sociais.

18.12 - Outras informações relevantes**18.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

As informações a respeito dos valores mobiliários das controladas diretas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração, RGE, RGE Sul e CPFL Renováveis estão divulgadas no Formulário de Referência apresentado por estas empresas.

Debêntures: 1ª emissão da CPFL Santa Cruz**Hipótese e cálculo do valor de resgate:**

A partir do 36º mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total das Debêntures. 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 dias úteis da data prevista para o Resgate Antecipado, a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (a) a data para o resgate integral das Debêntures e o efetivo pagamento aos Debenturistas; (b) o Preço de Resgate, conforme abaixo definido; e (c) 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 da Escritura de Emissão, devendo ainda incidir sobre este valor prêmio nos seguintes percentuais.

Período de resgate antecipado	Percentual do prêmio (sobre o saldo devedor a ser resgatado)
de 09 de junho de 2014, exclusive, até 09 de dezembro de 2014, inclusive	1,33%
de 09 de dezembro de 2014, exclusive, até 09 de dezembro de 2015, inclusive	1,32%
de 09 de dezembro de 2015, exclusive, até 09 de dezembro de 2016, inclusive	1,25%
de 09 de dezembro de 2016, exclusive, até 09 de dezembro de 2017, inclusive	0,95%
de 09 de dezembro de 2017, exclusive, até 09 de junho de 2018, inclusive	0,73%

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários: Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em Assembleia Geral a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos titulares de Debêntures.

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.

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 à constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos titulares de Debêntures as informações que lhe forem solicitadas.

As alterações relativas (i) à Remuneração das Debêntures, ou às datas de pagamento da Remuneração, (ii) ao prazo de vencimento das Debêntures e/ou (iii) aos eventos de vencimento antecipado previstos na Escritura de Emissão, deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente, por Debenturistas que representem 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação.

Toda e qualquer alteração nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão e não expressamente mencionada, inclusive a alterações nos Índices e Limites, dependerá da aprovação de Debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures.

Outras características relevantes:**Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:**

18.12 - Outras informações relevantes

Condições de vencimento antecipado: (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, ressalvada a hipótese da Emissora e 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 Emissora⁴; (c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou 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 mantenham, individualmente, ou em conjunto, nos termos definidos pelo acordo de acionistas da Garantidora em vigor nesta data, a maioria das ações vinculadas ao bloco de controle⁵; (d) realização de redução de capital social da Emissora e/ou 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, 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; (g) falta de cumprimento pela Emissora e/ou Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Emissora e/ou 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 dias corridos; (i) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas previstas na Escritura de Emissão; (j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou Garantidora caso a Emissora e/ou 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 Garantidora em valor agregado igual ou superior a R\$ 50.000.000,00, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 dias corridos da data estipulada para pagamento; (l) não observância pela Garantidora por 2 semestres consecutivos dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão calculados e verificados pelo Agente Fiduciário, com base nas informações financeiras consolidadas da Garantidora referentes a um período de 12 (doze) últimos meses, ao final de cada semestre, em até 15 dias após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras da Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures (“Índices Financeiros”): (i) relação entre Dívida Líquida Consolidada da Garantidora e EBITDA consolidado da Garantidora menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como “Dívida Líquida” o endividamento consolidado oneroso total menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras consolidadas da Garantidora. Está excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp (“Funcesp”) e considera-se como EBITDA da Garantidora, (i) o lucro da Garantidora antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e

18.12 - Outras informações relevantes

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 fechamento de cada semestre, e (ii) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA consolidado da Garantidora, de acordo com a definição do item (i) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) nos últimos 12 meses pela(s) empresa(s) adquirida(s) (“EBITDA Histórico”); (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 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, ser for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos deste cálculo os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à entidade de previdência privada, bem como variações cambiais e monetárias sobre 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. (m) transformação da Emissora ou Garantidora em sociedade limitada; (n) perda, não renovação ou cassação, por qualquer motivo, das concessões de uma ou mais subsidiárias da Garantidora, exceto no caso de não renovação da concessão pela (i) Emissora, (ii) CPFL Leste Paulista, (iii) CPFL Sul Paulista; (iv) CPFL Mococa; e (v) CPFL Jaguarí; e (o) descumprimento da obrigação de realizar o Resgate Antecipado Obrigatório. Os eventos a que se referem os subitens (f), (g), (h), (i) e (k) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins da Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, após o final do prazo de 30 (trinta) dias ou, especificamente para o item (i), o prazo de 2 (dois) dias, neles referidos. Para os fins da 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), (k), (m) e/ou (o) 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; e (ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (j), (l) e/ou (n), 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), (k), (m) e/ou (o) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta ao respectivo Debenturista, ficando o vencimento condicionado à entrega de notificação nesse sentido, pelo Agente Fiduciário à Emissora e à Garantidora. Na ocorrência dos demais eventos previstos 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 deliberar sobre o eventual Vencimento Antecipado das Debêntures. 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, que 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 acima, que será instalada de acordo com os procedimentos e *quorum* previsto na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão, os Debenturistas poderão optar, desde que por deliberação de titulares que representem no mínimo 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. Exclusivamente em relação ao evento de vencimento antecipado indicado na alínea (b) acima, no prazo compreendido entre a Data de Emissão até 24º (vigésimo quarto) mês seguinte a esta data, inclusive, a deliberação pela não declaração do vencimento antecipado das Debêntures deverá ser aprovado por, no mínimo, 81% (oitenta e um por cento) dos titulares das Debêntures em Circulação. Após o 24º (vigésimo quarto) mês contado da Data de Emissão, o *quorum* de deliberação pela não declaração de vencimento antecipado das Debêntures deverá ser o disposto acima. A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturistas por falta de *quorum* será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas em não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação, acrescido da Remuneração calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de

18.12 - Outras informações relevantes

Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos da Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) dias úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário ou pelos Debenturistas à Emissora por meio de carta protocolizada no endereço constante da Cláusula Nona da Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios. A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP sobre o pagamento de que trata acima, com, no mínimo, 2 (dois) dias úteis de antecedência.

Debêntures: 5ª emissão da CPFL Energia

Hipótese e cálculo do valor de resgate:

A Companhia poderá, a seu exclusivo critério e a qualquer tempo após a subscrição e integralização das Debêntures, realizar (1) o resgate antecipado total das Debêntures pelo seu Valor Nominal Unitário, com o consequente cancelamento das Debêntures resgatadas, ou (2) a amortização extraordinária, de até 99% (noventa e nove inteiros por cento) do Valor Nominal Unitário, que deverá abranger, proporcionalmente, todas as Debêntures, em ambos os casos (1) e (2) acrescidos da Remuneração e demais encargos devidos e não pagos até a data do Resgate Antecipado ou da Amortização Extraordinária, conforme o caso, devendo ainda incidir sobre este valor um Prêmio, calculado de acordo com o disposto na Escritura de Emissão;

O Prêmio incidirá sobre o Valor do Resgate Antecipado ou sobre o Valor da Amortização Extraordinária, observados os períodos e percentuais indicados abaixo:

Vigência da Emissão	Prêmio de Resgate Antecipado ou Prêmio de Amortização Extraordinária – Prêmio Flat
Entre a Data de Emissão e 20 de novembro de 2016 (inclusive)	0,90%
Entre 20 de novembro de 2016 (exclusive) e 20 de abril de 2017 (inclusive)	0,85%
Entre 20 de abril de 2017 (exclusive) e 20 de outubro de 2017 (inclusive)	0,75%
Entre 20 de outubro de 2017 (exclusive) e 20 de abril de 2018 (inclusive)	0,70%
Entre 20 de abril de 2018 (exclusive) e 20 de outubro de 2018 (inclusive)	0,60%
Entre 20 de outubro de 2018 (exclusive) e 20 de abril de 2019 (inclusive)	0,50%
Entre 20 de abril de 2019 (exclusive) e 20 de outubro de 2019 (inclusive)	0,40%
Entre 20 de outubro de 2019 (exclusive) e 20 de abril de 2020 (exclusive)	0,25%
Entre 20 de abril de 2020 (inclusive) e a Data de Vencimento (exclusive)	0,20%

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários: Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em Assembleia Geral a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos titulares de Debêntures.

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.

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 à constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos titulares de Debêntures as informações que lhe forem solicitadas.

Exceto conforme estabelecido na Escritura de Emissão, as deliberações serão tomadas por Debenturistas que representem 81% (oitenta e um inteiros por cento) das Debêntures em Circulação, inclusive com relação a alterações nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão que não apresentem outro quórum específico; (i) alteração das obrigações adicionais da Emissora; (ii) alteração das obrigações do Agente Fiduciário; e/ou (iii) alterações nos procedimentos aplicáveis às Assembleias Gerais de Debenturistas.

As alterações relativas (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

18.12 - Outras informações relevantes

Debêntures; e/ou (v) a alteração, substituição ou o reforço das garantias; (vi) alteração, perdão e/ou renúncia temporária a qualquer das hipóteses de vencimento antecipado; (vii) o Resgate Antecipado e a Amortização Extraordinária; e/ou (viii) modificação dos quóruns de deliberação. deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente, por Debenturistas que representem 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação.

Outras características relevantes:

Aquisição Facultativa: A Companhia, poderá, a qualquer tempo, observados os prazos estabelecidos na Instrução CVM 476, adquirir Debêntures, observado o disposto no parágrafo 3º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações. As Debêntures adquiridas pela Companhia poderão ser canceladas, permanecer na tesouraria da Companhia, ou serem novamente colocadas no mercado, observadas as restrições impostas pela Instrução CVM 476. As Debêntures adquiridas pela Companhia para permanência em tesouraria nos termos deste item, se e quando recolocadas no mercado, farão jus à mesma Remuneração aplicável às demais Debêntures;

Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:

Condições de vencimento antecipado: (a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, pelo IGP-M, não sanado no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora 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 sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora desde que, após a conclusão da referida operação que resultar na alteração de controle da Emissora, ao menos um dos seguintes acionistas permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora: Camargo Corrêa S.A., Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ ou quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras, controladas ou sob controle comum da State Grid International Development Limited ou qualquer outra entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China passem a fazer parte individual ou coletivamente do bloco de controle da CPFL Energia; (c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora, exceto se após a conclusão da referida operação que resultar na alteração de controle da Emissora ao menos um dos seguintes acionistas permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ ou 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 passem a fazer parte individual ou coletivamente do bloco de controle da CPFL Energia; (d) realização de redução de capital social da Emissora, sem que haja anuência prévia dos titulares das Debêntures, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações; (e) proposta pela Emissora, 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, 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; (f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora, ou qualquer de 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 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, ou qualquer de suas subsidiárias 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 Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão, não sanada em 30 (trinta) dias corridos, contados da data do recebimento, pela Emissora, de aviso escrito que lhe for

18.12 - Outras informações relevantes

enviado pelo Agente Fiduciário, ou pela Emissora ao Agente Fiduciário, o que ocorrer primeiro; (h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou de qualquer de suas subsidiárias, não devidamente elidido pelas mesmas no prazo legal; (i) não pagamento pela Emissora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures, no prazo de até 2 (dois) dias corridos das datas previstas na Escritura de Emissão; (j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora, caso esta esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão; (k) comprovada violação de quaisquer disposições de qualquer lei ou regulamento contra a prática de corrupção ou atos lesivos à administração pública, incluindo, sem limitação, a Lei n.º 12.846/13, o Decreto n.º 8.420/15 e, desde que aplicável, a *U.S. Foreign Corrupt Practices Act of 1977* (em conjunto, as "Leis Anticorrupção"); (l) não cumprimento de qualquer decisão arbitral, administrativa irrecurável ou decisão judicial transitada em julgado contra a Emissora em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$ 75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento; (m) transformação do tipo societário da Emissora; (n) não observância pela Emissora, 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 Emissora, 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 Úteis, após a divulgação à CVM das demonstrações financeiras da Emissora relativas ao respectivo semestre ("Índices Financeiros"): (i) relação entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil e o EBITDA (conforme abaixo definido) da Emissora 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 Emissora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Emissora, estando excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp ("Funcesp") e considera-se como "EBITDA" (*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*), (1) o lucro da Emissora 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 Emissora (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 Emissora, de acordo com a definição deste 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"); (ii) relação entre EBITDA da Emissora e Resultado Financeiro da Emissora, maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Emissora, 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 Emissora, mas apenas registro contábil. Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) acima, a Emissora deverá (a) consolidar, em suas demonstrações contábeis, 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 Emissora à CVM; (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo dos Índices Financeiros devidamente auditado por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas na Escritura de Emissão; e (c) Os Índices Financeiros serão calculados a partir de 31 de dezembro de 2016. As referências a "controle" encontradas nesta Cláusula 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 (f), (g), (l) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins da Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos

18.12 - Outras informações relevantes

procedimentos descritos nos itens abaixo, após o final do prazo de 30 (trinta) dias corridos e para o subitem (i), o prazo de 2 (dois) dias corridos, conforme os prazos de cura neles referidos. Para os fins da 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); (l) e/ou (m) 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, nos termos abaixo; e (ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (k) e/ou (n) 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), (l) e/ou (m) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta ao respectivo Debenturista, Na ocorrência dos demais eventos previstos 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 deliberar sobre a eventual não declaração do Vencimento Antecipado das Debêntures. 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, que será instalada de acordo com os procedimentos e quórum previsto na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão, os Debenturistas poderão optar, desde que por deliberação de titulares que representem no mínimo 81% (oitenta e um inteiros por cento) das Debêntures em Circulação, por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturistas por falta de quórum será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas em declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão 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 da Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário ou pelos Debenturistas à Emissora por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante da Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento de encargos moratórios. A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP sobre o pagamento acima, com, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis de antecedência.

Debêntures: 3ª emissão da CPFL Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate:

a Companhia poderá, a seu exclusivo critério e a qualquer tempo após a subscrição e integralização das Debêntures, realizar (1) o resgate antecipado total das Debêntures pelo seu Valor Nominal Unitário, com o conseqüente cancelamento das Debêntures resgatadas, ou (2) a amortização extraordinária, de até 99% (noventa e nove inteiros por cento) do Valor Nominal Unitário, que deverá abranger, proporcionalmente, todas as Debêntures, em ambos os casos (1) e (2) acrescidos da Remuneração e demais encargos devidos e não pagos até a data do Resgate Antecipado ou da Amortização Extraordinária, conforme o caso, devendo ainda incidir sobre este valor um Prêmio, calculado de acordo com o disposto na Escritura de Emissão;

O Prêmio incidirá sobre o Valor do Resgate Antecipado Facultativo Total ou sobre o Valor da Amortização Extraordinária Facultativa, observados os períodos e percentuais indicados abaixo:

18.12 - Outras informações relevantes

Vigência da Emissão	Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total ou Prêmio de Amortização Extraordinária Facultativa – Prêmio Flat
Entre a Data de Emissão e 20 de novembro de 2016 (inclusive)	0,90%
Entre 20 de novembro de 2016 (exclusive) e 20 de abril de 2017 (inclusive)	0,85%
Entre 20 de abril de 2017 (exclusive) e 20 de outubro de 2017 (inclusive)	0,75%
Entre 20 de outubro de 2017 (exclusive) e 20 de abril de 2018 (inclusive)	0,70%
Entre 20 de abril de 2018 (exclusive) e 20 de outubro de 2018 (inclusive)	0,60%
Entre 20 de outubro de 2018 (exclusive) e 20 de abril de 2019 (inclusive)	0,50%
Entre 20 de abril de 2019 (exclusive) e 20 de outubro de 2019 (inclusive)	0,40%
Entre 20 de outubro de 2019 (exclusive) e 20 de abril de 2020 (exclusive)	0,25%
Entre 20 de abril de 2020 (inclusive) e a Data de Vencimento (exclusive)	0,20%

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários: Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em Assembleia Geral a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos titulares de Debêntures.

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.

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 à constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos titulares de Debêntures as informações que lhe forem solicitadas.

Exceto conforme estabelecido na Escritura de Emissão, as deliberações serão tomadas por Debenturistas que representem 76% (setenta e seis por cento) das Debêntures em Circulação, inclusive com relação a alterações nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão que não apresentem outro quórum específico: (i) alteração das obrigações adicionais da Emissora; (ii) alteração das obrigações do Agente Fiduciário; e/ou (iii) alterações nos procedimentos aplicáveis às Assembleias Gerais de Debenturistas.

As alterações relativas (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; (vi) alteração, perdão e/ou renúncia temporária a qualquer das hipóteses de vencimento antecipado; (vii) o Resgate Antecipado Facultativo Total ou a Amortização Extraordinária Facultativa; e/ou (viii) modificação dos quóruns de deliberação deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente, por Debenturistas que representem 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação.

Outras características relevantes:

Aquisição Facultativa: A Companhia, poderá, a qualquer tempo, observados os prazos estabelecidos na Instrução CVM 476, adquirir Debêntures, observado o disposto no parágrafo 3º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações. As Debêntures adquiridas pela Companhia poderão ser canceladas, permanecer na tesouraria da Companhia, ou serem novamente colocadas no mercado, observadas as restrições impostas pela Instrução CVM 476. As Debêntures adquiridas pela Companhia para permanência em tesouraria nos termos deste item, se e quando recolocadas no mercado, farão jus à mesma Remuneração aplicável às demais Debêntures;

Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:

Condições de vencimento antecipado: (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 reais), sendo este valor atualizado mensalmente,

18.12 - Outras informações relevantes

a partir da Data de Emissão, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), não sanado no prazo de até 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 e/ou da Garantidora sem prévia aprovação dos Debenturistas, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora e/ou da Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação que resultar na alteração de controle da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, ao menos um dos seguintes acionistas permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora: Camargo Corrêa S.A., Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ ou quaisquer empresas, direta ou indiretamente, controladoras, controladas ou sob controle comum da State Grid International Development Limited ou qualquer outra entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China passe a fazer parte individual ou coletivamente do bloco de controle da CPFL Energia; (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, ao menos um dos seguintes acionistas permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora /ou da Garantidora: Camargo Corrêa S.A., Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ ou quaisquer empresas, direta ou indiretamente, controladoras, controladas ou sob controle comum da State Grid International Development Limited ou qualquer outra entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China passe a fazer parte individual ou coletivamente do bloco de controle da CPFL Energia; (d) realização de redução de capital social da Emissora e/ou da Garantidora, 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, 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 pela 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 e/ou pela Garantidora; (f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou a Garantidora, ou qualquer de 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 este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo IGP-M, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora e/ou pela Garantidora, ou qualquer de suas subsidiárias, 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 Emissora e/ou pela Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão, não sanada em 30 (trinta) dias corridos, contados da data do recebimento, pela Emissora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário, ou pela Emissora ao Agente Fiduciário, o que ocorrer primeiro; (h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou da Garantidora, e/ou de qualquer de suas subsidiárias, não devidamente elidido pelas mesmas no prazo legal; (i) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos Debenturistas, no prazo de até 02 (dois) dias corridos das datas previstas na Escritura de Emissão; (j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora, caso esta esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão; (k) comprovada violação de quaisquer disposições de qualquer lei ou regulamento contra a prática de corrupção ou atos lesivos à administração pública, incluindo, sem limitação, a Lei nº 12.846/13, o Decreto nº 8.420/15 e, desde que aplicável, a *U.S. Foreign Corrupt Practices Act of 1977* (em conjunto, as "Leis Anticorrupção"); (l) não cumprimento de qualquer decisão arbitral, administrativa irrecurável ou decisão judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou contra a Garantidora 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 de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento; (m) transformação do tipo societário da Emissora; (n) 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

18.12 - Outras informações relevantes

cálculo, devendo tal demonstrativo ser entregue ao Agente Fiduciário, em até 15 (quinze) Dias Úteis 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 e o EBITDA (conforme abaixo definido) 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*), (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 deste 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"); (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 suas demonstrações contábeis, 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 devidamente auditado por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas na Escritura de Emissão; e (c) Os Índices Financeiros serão calculados a partir de 31 de dezembro de 2016.

As referências a "controle" encontradas na Cláusula Quarta 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 (f), (g) e (l) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins da Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, após o final do prazo de 30 (trinta) dias corridos e para o subitem (i), o prazo de 2 (dois) dias corridos, conforme os prazos de cura neles referidos. Para os fins da 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), (l) e/ou (m) 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 Nona; e (ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (k) e/ou (n) 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), (l) e/ou (m) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta ao respectivo Debenturista. Na ocorrência dos demais eventos previstos 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 deliberar

18.12 - Outras informações relevantes

sobre a eventual não declaração do Vencimento Antecipado das Debêntures. A Assembleia Geral de Debenturistas a que se refere esta Cláusula 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, que será instalada de acordo com os procedimentos e quórum previsto na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão, os Debenturistas poderão optar, desde que por deliberação de titulares que representem no mínimo 76% (setenta e seis por cento) das Debêntures em Circulação, por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturistas por falta de quórum será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas em declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão 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 da Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário ou pelos Debenturistas à Emissora por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante da Cláusula Nona da Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento de encargos moratórios. A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP sobre o pagamento acima, com, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis de antecedência.

Notas Promissórias Comerciais: 1ª Emissão da CPFL Serviços

Hipótese e cálculo do valor de resgate:

A Emissora poderá, conforme previsto no §3º do artigo 5º da Instrução CVM 566, resgatar unilateral e antecipadamente a totalidade das Notas Comerciais, a qualquer tempo a partir da Data de Emissão ("Resgate Antecipado Facultativo"), sem qualquer prêmio ou penalidade, de acordo com os seguintes procedimentos: (a) mediante comunicação prévia, por escrito, ao Titular desta Nota Comercial, com cópia para o Agente Fiduciário e à CETIP, com antecedência mínima de 3 (três) Dias Úteis da data do Resgate Antecipado Facultativo, contendo a data, o local de realização e o procedimento de resgate; (b) o Resgate Antecipado Facultativo será feito mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão até a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo, Encargos Moratórios (conforme aplicável) e outros encargos devidos e não pagos até a data do Resgate Antecipado Facultativo, sem qualquer prêmio ou penalidade; (c) o Resgate Antecipado Facultativo deverá ser realizado: (i) com relação às Notas Comerciais depositadas eletronicamente na CETIP, conforme procedimentos adotados pela CETIP; e/ou (ii) com relação às Notas Comerciais que não estiverem depositadas eletronicamente na CETIP, na sede da Emissora e/ou em conformidade com os procedimentos do Banco Mandatário, conforme aplicável; (d) o Resgate Antecipado Facultativo desta Nota Comercial implica a extinção do título, sendo vedada sua manutenção em tesouraria, conforme disposto no §4º do artigo 5º da Instrução CVM 566; e (e) todos os custos e despesas decorrentes do Resgate Antecipado Facultativo aqui previsto serão integralmente incorridos pela Emissora. Para fins desta Nota Comercial, a expressão "Dia(s) Útil(eis)" significa qualquer dia que não seja sábado, domingo, feriado declarado nacional.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:

Para as deliberações relativas às Notas Comerciais, a Emissora e/ou o Agente Fiduciário e/ou titulares das Notas Comerciais que representem no mínimo 10% (dez por cento) das Notas Comerciais em circulação poderão convocar uma assembleia dos titulares das Notas Comerciais. Em qualquer caso de convocação de assembleia dos titulares das Notas Comerciais, a convocação se dará mediante anúncio publicado por pelo menos 3 (três) vezes nos órgãos de imprensa nos quais a Emissora costuma efetuar suas publicações. Caso a convocação seja realizada por titulares das Notas Comerciais, estes deverão

18.12 - Outras informações relevantes

notificar a Emissora, por meio da carta registrada com aviso de recebimento endereçada para o Diretor Presidente da Emissora, e o Agente Fiduciário.

As assembleias dos titulares das Notas Comerciais deverão ser realizadas em prazo mínimo de 15 (quinze) dias contados da data da primeira publicação da convocação. A assembleia dos titulares das Notas Comerciais em segunda convocação somente poderá ser realizada em, no mínimo, 8 (oito) dias após a data marcada para a instalação da assembleia dos titulares das Notas Comerciais em primeira convocação. Fica dispensada a convocação da assembleia dos titulares das Notas Comerciais no caso de estarem presentes os titulares de Notas Comerciais representando 100% (cem por cento) das Notas Comerciais em circulação.

As deliberações tomadas pelos titulares das Notas Comerciais, observados os quóruns estabelecidos abaixo, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora, e obrigarão a todos os titulares das Notas Comerciais em circulação, independentemente de terem comparecido à assembleia ou do voto proferido na respectiva assembleia. A assembleia de titulares das Notas Comerciais se instalará, em primeira convocação, com a presença de titulares das Notas Comerciais que representem, no mínimo, a metade das Notas Comerciais e, em segunda convocação, com qualquer quórum. A presidência da assembleia caberá ao Titular das Notas Comerciais eleito pelos titulares das Notas Comerciais.

Nos casos de convocação de assembleia para deliberação acerca de declaração de vencimento antecipado, na hipótese de não instalação da assembleia por falta de quórum, em primeira e segunda convocação, não será declarado o vencimento antecipado das Notas Comerciais em circulação.

Nas deliberações da assembleia de titulares das Notas Comerciais, a cada Nota Comercial caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, Titular de Notas Comerciais ou não. As decisões acerca do não vencimento antecipado serão aprovadas por titulares das Notas Comerciais que representem no mínimo 2/3 (dois terços) do total das Notas Comerciais em circulação. As deliberações acerca de alteração de prazos, valor e forma de remuneração das Notas Comerciais, amortização e/ou resgate e alteração de qualquer Evento de Inadimplemento dependerão da aprovação de 90% (noventa por cento) das Notas Comerciais em circulação. As demais decisões serão aprovadas por titulares das Notas Comerciais que representem no mínimo a maioria simples do total dos presentes.

Outras características relevantes:

LOCAL DE PAGAMENTO

Os pagamentos referentes às Notas Comerciais serão efetuados em conformidade com: (i) os procedimentos adotados pela CETIP, caso as Notas Comerciais estejam depositadas eletronicamente na CETIP; (ii) em conformidade com os procedimentos do Banco Mandatário; ou, ainda, (iii) na sede da Emissora, diretamente aos seus titulares, caso as Notas Comerciais não estejam depositadas eletronicamente na CETIP.

ENCARGOS MORATÓRIOS

Caso a Emissora deixe de efetuar o pagamento de qualquer quantia devida ao Titular desta Nota Comercial, além da Remuneração, os débitos em atraso, ficarão sujeitos a: (i) à multa moratória convencional, irredutível e de natureza não compensatória de 2% (dois por cento) sobre o montante devido e não pago; e (ii) a juros de mora não compensatórios calculados desde a data do inadimplemento até a data do efetivo pagamento, à taxa de 1% (um por cento) ao mês ou fração de mês, sobre o montante devido e não pago, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial ("Encargos Moratórios").

PRORROGAÇÃO DOS PRAZOS

Considerar-se-ão prorrogados os prazos referentes ao pagamento de qualquer obrigação prevista nas Notas Comerciais até o 1º (primeiro) Dia Útil subsequente, se o seu vencimento coincidir com dia em que seja sábado, domingo ou qualquer outro dia no qual não haja expediente nos bancos comerciais na Cidade de São José do Rio Pardo e na Cidade de São Paulo, no Estado de São Paulo e na Cidade do Rio de Janeiro, no Estado do Rio de Janeiro, sem nenhum acréscimo aos valores a serem pagos, exceto pelos casos cujos pagamentos devam ser realizados por meio da CETIP, hipótese em que somente haverá prorrogação quando a data de pagamento coincidir com feriados declarados nacionais, sábados e domingos.

18.12 - Outras informações relevantes

HIPÓTESES DE INADIMPLENTO E VENCIMENTO ANTECIPADO

O Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes desta Nota Comercial e exigir o imediato pagamento, pela Emissora, do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração calculada *pro rata temporis*, desde a Data de Emissão até a data do efetivo pagamento, a partir de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, na ocorrência de quaisquer dos seguintes eventos (cada evento, um "Evento de Inadimplemento"):

- a) inadimplemento, pela Emissora, no prazo e na forma previstos nesta Cártula, de qualquer obrigação pecuniária relacionada às Notas Promissórias;
- b) inadimplemento, pela Emissora, no prazo e na forma previstos nesta Cártula, de qualquer obrigação não pecuniária relacionada às Notas Promissórias estabelecida nesta Cártula, não sanado no prazo de 30 (trinta) dias corridos, contados do seu respectivo inadimplemento;
- c) comprovação de que qualquer das declarações prestadas pela Emissora nesta Cártula provaram-se incorretas, falsas, ou enganosas, na data em que foram prestadas;
- d) não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão das autorizações, concessões, subvenções, alvarás ou licenças, inclusive as ambientais, exigidas pelos órgãos competentes que afete o regular exercício das atividades desenvolvidas pela Emissora e/ou de suas controladas, exceto se, dentro do prazo de 15 (quinze) dias a contar da data de tal não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão, a Emissora comprove, ao Agente Fiduciário, a existência de provimento jurisdicional autorizando a regular continuidade das atividades da Emissora até a renovação ou obtenção da referida licença ou autorização;
- e) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$20.000.000,00 (vinte milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, pelo IGP-M a partir da Data de Emissão, não sanado no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento ou em prazo inferior conforme determinação legal ou arbitral, ressalvada a hipótese da Emissora, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar de boa-fé 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;
- f) alteração do atual controle da Emissora sem prévia aprovação dos titulares das Notas Promissórias, excetuada a hipótese de alteração do controle em que a *State Grid International Development Limited* permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora;
- g) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora, excetuada a hipótese de alteração do controle em que a *State Grid International Development Limited* permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora;
- h) proposta pela Emissora, 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, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora;
- i) protesto legítimo de títulos contra a Emissora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$20.000.000,00 (vinte milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente a partir da Data de Emissão, pelo IGP-M, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora 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 em juízo;
- j) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e não devidamente elidido pelas mesmas no prazo legal;
- k) comprovada violação de quaisquer disposições da Lei nº 12.846 de 1 de agosto de 2013, do Decreto nº 8.420, de 18 de março de 2015, da U.S. Foreign Corrupt Practices Act of 1977 e do UK Bribery Act 2010, na medida em que forem aplicáveis (em conjunto "Leis Anticorrupção") pela Emissora, por sua controladora, controladas e coligadas;
- l) não cumprimento de qualquer decisão arbitral, administrativa irrecurável ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$20.000.000,00 (vinte 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;

18.12 - Outras informações relevantes

- m) mudança ou alteração no objeto social da Emissora que modifique a atividade principal atualmente por ela praticada, ou que agregue a essas atividades novos negócios que tenham prevalência ou que possam representar desvios significativos e relevantes em relação às atividades atualmente desenvolvidas; exceto se a referida alteração estiver relacionadas as atividades pertinentes ao setor elétrico
- n) invalidade, nulidade ou inexecutabilidade da Cártula (e/ou de qualquer de suas disposições);
- o) existência de sentença condenatória transitada em julgado em razão da prática de atos, pela Emissora, pela Avalista e/ou por quaisquer de suas controladas e/ou por seus respectivos administradores, no exercício de suas funções, que importem em discriminação de raça ou gênero, trabalho infantil ou trabalho escravo;
- p) existência de sentença condenatória transitada em julgado em razão da prática de atos, pela Emissora, pela Avalista e/ou por quaisquer de suas controladas, e/ou por seus respectivos administradores, que importem em crime contra o meio ambiente;
- q) questionamento judicial, pela Emissora, pela Avalista e/ou suas controladas de quaisquer termos e condições da Cártula, não sendo aplicável esta alínea em eventuais casos de litígios judiciais acerca de divergências de entendimentos que envolvam a interpretação para invocação de uma das hipóteses de vencimento antecipado descritas neste instrumento
- r) questionamento judicial por terceiros com os quais a Emissora tenha contraído obrigações diretas ou indiretas ou tenha qualquer relação comercial direta ou indireta, da Cártula, cujas medidas necessárias e cabíveis para sua solução não tenham sido tomadas pela Emissora no prazo de até 30 (trinta) dias contados da data em que a Emissora tomar ciência do ajuizamento de tal questionamento judicial; e
- s) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Cártula.

A Emissora deverá informar ao Agente Fiduciário a ocorrência de qualquer Evento de Inadimplemento, em até 1 (um) Dia Útil da data em que tiver conhecimento. A ocorrência de qualquer dos Eventos de Inadimplemento indicados nos itens (a), (b), (c), (d), (e), (f), (g), (h), (i), (n) e (s) acima e que não tenham sido sanados nos respectivos prazos de cura, quando estabelecidos, acarretará no vencimento antecipado automático desta Nota Comercial, acrescido da respectiva Remuneração devida e não paga, Encargos Moratórios e outros encargos, se aplicáveis. O vencimento antecipado será formalizado por meio de notificação encaminhada pelo Agente Fiduciário à Emissora concedendo-lhe prazo de 5 (cinco) Dias Úteis a contar do recebimento de tal notificação para realizar o(s) respectivo(s) pagamento(s).

Na ocorrência dos demais Eventos de Inadimplemento não mencionados no parágrafo imediatamente acima, o Agente Fiduciário deverá convocar em até 5 (cinco) Dias Úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, uma assembleia dos titulares das Notas Comerciais para deliberar sobre a eventual não decretação de vencimento antecipado das Notas Comerciais (conforme regras e quórum estabelecidos abaixo). O vencimento antecipado será formalizado na própria assembleia, na qual deverá constar o prazo de 5 (cinco) Dias Úteis para a realização do(s) respectivo(s) pagamento(s), e a Emissora deverá ser notificada do vencimento antecipado na mesma data da referida assembleia, caso a referida Emissora não esteja presente no respectivo conclave.

4ª emissão de debêntures – CPFL Brasil

Hipótese e cálculo do valor de resgate

Resgate Antecipado Facultativo Total:

4.5.1.1. O Resgate Antecipado Facultativo Total, com o consequente cancelamento das Debêntures, será realizado mediante o pagamento (i) do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso (ii) da Remuneração, calculada pro rata temporis desde a Data da Primeira Integralização (ou desde a última Data de Pagamento da Remuneração, conforme o caso) até a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total, e (iii) de eventuais Encargos Moratórios (se houver)

18.12 - Outras informações relevantes

("Valor de Resgate Antecipado Facultativo Total"). Não será devido prêmio no caso de Resgate Antecipado Facultativo Total.

Amortização Extraordinária Facultativa:

4.5.4.1. A Amortização Extraordinária Facultativa será realizada mediante o pagamento (i) de parcela do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, (ii) da Remuneração, calculada pro rata temporis desde a Data da Primeira Integralização (ou desde a última Data de Pagamento da Remuneração, conforme o caso) até a data da efetiva Amortização Extraordinária Facultativa, e (iii) de eventuais Encargos Moratórios (se houver) ("Valor da Amortização Extraordinária Facultativa"). Não será devido prêmio no caso de Amortização Extraordinária Facultativa.

2ª emissão de debêntures – CPFL Santa Cruz

Hipótese e cálculo do valor de resgate

4.5.1.1.4.5.1.1. O Resgate Antecipado Facultativo Total, com o consequente cancelamento das Debêntures, será realizado mediante o pagamento (i) do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso (ii) da Remuneração, calculada pro rata temporis desde a Data da Primeira Integralização (ou desde a última Data de Pagamento da Remuneração, conforme o caso) até a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total, (iii) de eventuais Encargos Moratórios (se houver) e (iv) de prêmio de resgate, calculado de acordo com a fórmula prevista na cláusula 4.5.1.2 abaixo ("Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total" e "Valor de Resgate Antecipado Facultativo Total"). O Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total será pago integralmente na Data do Resgate Antecipado Facultativo Total. Os percentuais a serem aplicados na fórmula da cláusula 4.5.1.2 para obtenção do Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total será equivalente a:

Período	Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total (cada um, um "Fator Prêmio Resgate")
De 9 de julho de 2018 (inclusive) até 9 de janeiro de 2019 (exclusive)	0,25% (vinte e cinco centésimos por cento)
De 9 de janeiro até 2019 (inclusive) até 9 de janeiro de 2020 (exclusive)	0,20% (vinte centésimos por cento)
De 9 de janeiro de 2020 (inclusive) até 8 de janeiro de 2021 (inclusive)	0,10% (dez centésimos por cento)

4.5.1.2. O Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total, será calculado de acordo com as seguintes fórmulas e observada as datas de realização do Resgate Antecipado Facultativo Total:

(A) Se o Resgate Antecipado Facultativo Total ocorrer até 9 de janeiro de 2020 (exclusive):

Valor Total do Prêmio = Fator Prêmio Resgate × SD

(B) Se o Resgate Antecipado Facultativo Total ocorrer a partir de 9 de janeiro de 2020 (inclusive):

Valor Total do Prêmio = Fator Prêmio Resgate × (DU)/252 × SD

Sendo:

Fator Prêmio Resgate = percentual indicado na cláusula 4.5.1.1, observadas as datas de realização do Resgate Antecipado Facultativo Total

DU = quantidade de Dias Úteis entre a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total, inclusive, e a Data de Vencimento, exclusive.

SD = somatório dos valores indicados nos itens (i) e (ii) da Cláusula 4.5.1.1 acima.

4.5.4.1. A Amortização Extraordinária Facultativa será realizada mediante o pagamento (i) de parcela do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, (ii) da Remuneração, calculada pro rata temporis desde a Data da Primeira Integralização (ou desde a última Data de Pagamento da Remuneração, conforme o caso) até a data da efetiva Amortização Extraordinária Facultativa, (iii) de eventuais Encargos Moratórios (se houver) e (iv) de prêmio de amortização calculado

18.12 - Outras informações relevantes

conforme a fórmula prevista na cláusula 4.5.4.2 abaixo ("Prêmio de Amortização Extraordinária Facultativa" e "Valor da Amortização Extraordinária Facultativa"). O Prêmio de Amortização Extraordinária Facultativa descrito no item (iv) acima será pago integralmente na data da Data da Amortização Extraordinária Facultativa. Os percentuais a serem aplicados na fórmula da cláusula 4.5.4.2 para obtenção do Prêmio de Amortização Extraordinária Facultativa e será equivalente a:

Período	Prêmio de Amortização Extraordinária Facultativa (cada um, um "Fator Prêmio Amortização")
De 9 de julho de 2018 (inclusive) até 9 de janeiro de 2019 (exclusive)	0,25% (vinte e cinco centésimos por cento)
De 9 de janeiro de 2019 (inclusive) até 9 de janeiro de 2020 (exclusive)	0,20% (vinte centésimos por cento)
De 9 de janeiro de 2020 (inclusive) até 8 de janeiro de 2021 (inclusive)	0,10% (dez centésimos por cento)

4.5.4.2. O Prêmio de Amortização Extraordinária Facultativa, será calculado de acordo com a seguinte fórmula, conforme o caso:

(A) Se a Amortização Extraordinária Facultativa ocorrer até 9 de janeiro de 2020 (exclusive):

Valor Total do Prêmio = Fator Prêmio Amortização × VA

(B) Se a Amortização Extraordinária Facultativa ocorrer a partir de 9 de janeiro de 2020 (inclusive):

Valor Total do Prêmio = Fator Prêmio Amortização × (DD)/252 × VA

Sendo:

Fator Prêmio Amortização = percentual indicado na cláusula 4.5.4.1, observadas as datas de realização da Amortização Extraordinária Facultativa.

DD = quantidade de Dias Úteis entre a Data da Amortização Extraordinária Facultativa, inclusive, e a Data de Vencimento, exclusive.

VA = somatório dos valores indicados nos itens (i) e (ii) da Cláusula 4.5.4.1 acima.

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A CPFL Energia não possui planos de recompra de ações.

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A CPFL Energia não possui valores mobiliários em tesouraria.

19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria**19.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

A CPFL Energia não possui valores mobiliários em tesouraria nem planos de recompra.

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Data aprovação 28/09/2011

Órgão responsável pela aprovação Conselho de Administração

Cargo e/ou função Para mais detalhes sobre Pessoas Vinculadas, vide texto anexo no item 20.2.

Principais características e locais de consulta

A CPFL Energia possui uma política interna de negociação de valores mobiliários, em conformidade com a Instrução CVM n.º 358/2002, conforme alterada ("Política de Negociação").

A referida política tem por objetivo propiciar uma negociação ordenada de Valores Mobiliários pelas pessoas vinculadas à Companhia, visando proporcionar transparência nas negociações desta natureza a todos os agentes de mercado com os quais a Companhia se relaciona.

Abrangência: aplica-se às Pessoas Vinculadas, a partir da data da publicação da ata de reunião do Conselho de Administração que delibera pela sua aprovação.

Locais onde a política pode ser consultada:

- Site de Relações com Investidores: www.cpf.com.br/ri
- Site da CVM (Sistema IPE): <http://sistemas.cvm.gov.br/?CiaDoc>
- Site da Bovespa (Sistema IPE): http://www.bmfbovespa.com.br/pt_br/

Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização As Pessoas Vinculadas não poderão negociar Valores Mobiliários:

- antes de decorridos 180 (cento e oitenta) dias contados a partir da data de sua respectiva aquisição em Bolsa de Valores;
- desde a data da sua ciência sobre informações privilegiadas até a respectiva data da Comunicação de Ato ou Fato Relevante ao mercado;
- no período de 15 (quinze) dias que anteceder a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP) da Companhia;
- sempre que estiver em curso a aquisição ou a alienação de Ações pela própria Companhia;
- nos períodos determinados pela regulamentação emitida pela Comissão de Valores Mobiliários;
- quando o Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores, independentemente de justificação ou da existência de Ato ou Fato Relevante, estipular períodos em que as Pessoas Vinculadas não possam negociar com Valores Mobiliários.

No caso de a Pessoa Vinculada se afastar da Companhia e/ou de algum dos órgãos deliberativos e/ou de comitês relacionados, esta Pessoa Vinculada continuará obrigada a observar os termos e condições da presente Política de Negociação pelo prazo de 180 (cento e oitenta) dias após o seu afastamento.

Os termos e condições da presente Política de Negociação aplicam-se a negociações indiretas com Valores Mobiliários realizadas por Pessoas Vinculadas, seja por intermédio de sociedade controlada por uma ou mais Pessoas Vinculadas ou na qual tais pessoas detenham participação, seja por interposta pessoa com a qual tenha sido firmado ou estipulado contrato de fidúcia ou administração de carteira de valores mobiliários ou qualquer outra avença contratual, verbal ou escrita.

Em vista da interpretação que fizer de algum fato à luz desta Política, o Diretor Vice-presidente Financeiro e de Relações com Investidores poderá declarar períodos de vedação aplicáveis somente a determinadas pessoas vinculadas. A ausência de tal declaração do DRI a ninguém eximirá de cumprir esta Política.

20.2 - Outras informações relevantes

20.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

PESSOAS VINCULADAS

Estão vinculadas à Política de Negociação de Valores Mobiliários as seguintes pessoas: (i) na Companhia, os atuais membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva, Assessores da Diretoria e Gerentes de Departamento e Divisão; (ii) nas sociedades controladas pela Companhia, membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva, Assessores da Diretoria e Gerentes de Departamento e Divisão; (iii) nos Acionistas Controladores diretos e/ou indiretos, membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva e Assessores da Diretoria; (iv) demais pessoas as quais, em decorrência de sua função, cargo, posição ou relacionamento com a Companhia e/ou com as sociedades direta ou indiretamente controladas pela Companhia e/ou Acionistas Controladores, tenham acesso a Ato ou Fato Relevante; e (v) pessoas físicas ou jurídicas que mantenham com as pessoas mencionadas nos itens anteriores os seguintes vínculos: (a) o cônjuge, de quem não esteja separado judicialmente, (b) o(a) companheiro(a); (c) qualquer dependente incluído na declaração anual do imposto de renda da pessoa física; e (d) as sociedades direta ou indiretamente controladas pelos membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva, Assessores da Diretoria e Gerentes da Companhia.

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 e de Relações com Investidores é o responsável pelo acompanhamento e execução da Política de Negociação, competindo-lhe o dever de informar às Pessoas Vinculadas e aos órgãos públicos competentes sobre os períodos de vedação a negociação de Valores Mobiliários.

O Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores deverá fazer com que as Pessoas Vinculadas que sejam colaboradores da Companhia e de suas sociedades controladas firmem o Termo de Adesão a esta Política de Negociação, conforme modelo constante do Anexo I da Política de Negociação da Companhia, de forma a documentar a adesão aos seus termos.

As Pessoas Vinculadas que tenham acesso a informações privilegiadas têm o dever de guardar sigilo até a divulgação de tais informações por meio de Comunicação de Ato ou Fato Relevante feita pela Companhia nos termos da regulamentação aplicável, e de zelar para que seus subordinados hierárquicos e terceiros com quem mantenham contato que tenham tido acesso a informações privilegiadas também o façam.

As Pessoas Vinculadas deverão informar a espécie, a classe e a quantidade de Valores Mobiliários de que são titulares, bem como quaisquer alterações nessas posições. A comunicação deverá ser encaminhada ao Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia e,

20.2 - Outras informações relevantes

por este, à Comissão de Valores Mobiliários e às Bolsas de Valores, conforme modelo de formulário que constitui o Anexo II desta 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 desta Política de Negociação.

DISPOSIÇÕES GERAIS

As vedações desta 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 desta Política de Negociação devem ser aprovadas pelo Conselho de Administração, reunido para deliberar sobre este fim.

Quaisquer casos omissos nesta Política de Negociação devem ser apreciados pelo Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores e, quando for o caso, encaminhados para o Conselho de Administração para serem aprovados.

LOCAIS ONDE A POLÍTICA PODE SER CONSULTADA

- Site de Relações com Investidores: www.cpfl.com.br/ri
- Site da CVM (Sistema IPE): <http://sistemas.cvm.gov.br/?CiaDoc>
- Site da B3 (Sistema IPE): http://www.bmfbovespa.com.br/pt_br/

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações

21 Política de divulgação de informações

21.1. Descrever normas, regimentos ou procedimentos internos adotados pelo emissor para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva.

A política interna da Companhia para divulgação de ato ou fato relevante, além de estar em conformidade com a Instrução CVM n.º 358/02, conforme alterada, está alinhada com as melhores práticas e com os princípios de governança corporativa, dos quais se destacam transparência (*disclosure*), equidade, prestação de contas (*accountability*), e responsabilidade Corporativa.

Além disso, a Companhia possui um Comitê de Divulgação, cujo objetivo é garantir o cumprimento dos procedimentos para a divulgação de informações públicas e os controles internos dos processos de divulgação e de elaboração das informações a serem disponibilizadas pela CPFL Energia às Bolsas de Valores nas quais as ações da Companhia estejam listadas.

21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

21.2 Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante adotada pelo emissor, indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para disseminar informações sobre atos e fatos relevantes e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas e os locais onde a política pode ser consultada.

“A CPFL Energia possui uma política de divulgação de ato ou fato relevante ou sobre os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de ato ou fato relevante ainda não divulgado ao mercado, em conformidade com a Instrução CVM nº 358/2002, que foi aprovada por seu Conselho de Administração.

De acordo com esta política interna para divulgação de ato ou fato relevante, considera-se relevante qualquer decisão de acionista controlador, deliberação da assembleia geral ou dos órgãos de administração da CPFL Energia ou de suas sociedades direta ou indiretamente controladas, ou qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro ocorrido ou relacionado aos seus negócios que possa influir de modo ponderável:

- (i) na cotação dos valores mobiliários de emissão da CPFL Energia ou a eles referenciados;
- (ii) na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter aqueles valores mobiliários;
- (iii) na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titular de valores mobiliários emitidos pela CPFL Energia ou a eles referenciados.

Cumpra ao Diretor de Relações com Investidores (DRI) da CPFL Energia enviar à CVM, por meio de sistema eletrônico disponível na página da CVM na rede mundial de computadores, e à B3, qualquer ato ou fato relevante ocorrido ou relacionado aos negócios da CPFL ENERGIA, bem como zelar por sua ampla e imediata disseminação, simultaneamente em todos os mercados em que tais valores mobiliários sejam admitidos à negociação.

Os acionistas controladores, diretores estatutários, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, que tenham firmado o termo de adesão à esta política, deverão comunicar expressamente, por escrito, qualquer ato ou fato relevante de que tenham conhecimento ao DRI, que promoverá sua divulgação.

De acordo com a política interna da Companhia, também cumpre ao DRI fazer com que a divulgação de ato ou fato relevante preceda ou seja feita simultaneamente à veiculação da informação ao mercado por qualquer meio de comunicação, inclusive informação à imprensa, ou em reuniões de entidades de classe, investidores, analistas ou com público selecionado, no país ou no exterior.

A divulgação deverá se dar por meio de, no mínimo, um dos canais de comunicação: (i) jornais de grande circulação utilizados habitualmente pela CPFL Energia ou (ii) pelo menos um portal de notícias com página na rede mundial de computadores, que disponibilize, em seção disponível para acesso gratuito, a informação em sua integralidade. A divulgação de ato ou fato relevante realizada na forma prevista no item (i) anterior pode ser feita de forma resumida, com indicação dos endereços na rede mundial de computadores onde a informação completa deve estar disponível a todos os investidores, em teor idêntico àquele remetido à CVM. A divulgação e a comunicação de ato ou fato relevante, inclusive da informação resumida referida anteriormente, devem ser feitas de modo claro e preciso, em linguagem acessível ao público investidor.

A divulgação de ato ou fato relevante deverá ocorrer, sempre que possível, antes do início ou após o encerramento dos negócios na B3.

A política interna da Companhia prevê a hipótese de que atos ou fatos relevantes podem, excepcionalmente, deixar de ser divulgados se os acionistas controladores ou os administradores entenderem que sua revelação porá em risco interesse legítimo da Companhia. Neste sentido, cumpre aos acionistas controladores, diretores estatutários, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição

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

estatutária, e empregados ou colaboradores da Companhia, guardar sigilo das informações relativas a ato ou fato relevante às quais tenham acesso privilegiado em razão do cargo ou posição que ocupam, até sua divulgação ao mercado, bem como zelar para que subordinados e terceiros de sua confiança também o façam, respondendo solidariamente com estes na hipótese de descumprimento.

Na hipótese de a informação mantida sob sigilo escapar ao controle ou se ocorrer oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociados dos valores mobiliários da Companhia ou a eles referenciados, os administradores deverão, diretamente ou através do DRI, divulgar imediatamente ao mercado tal ato ou fato relevante.

A não observância da política interna de divulgação poderá configurar transgressão às disposições previstas na Instrução CVM nº 358/2002 e na Lei nº 6.385/76, podendo sujeitar o infrator às penas de: (i) advertência; (ii) suspensão do exercício do cargo; e (iii) inabilitação temporária até o máximo de 20 anos, para o exercício do cargo.

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

estatutária, e empregados ou colaboradores da Companhia, guardar sigilo das informações relativas a ato ou fato relevante às quais tenham acesso privilegiado em razão do cargo ou posição que ocupam, até sua divulgação ao mercado, bem como zelar para que subordinados e terceiros de sua confiança também o façam, respondendo solidariamente com estes na hipótese de descumprimento.

Na hipótese de a informação mantida sob sigilo escapar ao controle ou se ocorrer oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociados dos valores mobiliários da Companhia ou a eles referenciados, os administradores deverão, diretamente ou através do DRI, divulgar imediatamente ao mercado tal ato ou fato relevante.

A não observância da política interna de divulgação poderá configurar transgressão às disposições previstas na Instrução CVM nº 358/2002 e na Lei nº 6.385/76, podendo sujeitar o infrator às penas de: (i) advertência; (ii) suspensão do exercício do cargo; e (iii) inabilitação temporária até o máximo de 20 anos, para o exercício do cargo.

21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações

21.3 Informar os administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações.

O Diretor de Relações com Investidores, função esta que é exercida pelo Diretor Vice-presidente Financeiro, é o responsável pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante.

Complementarmente, a Companhia possui um Comitê de Divulgação de Informações Públicas, que é um órgão consultivo interno, de caráter não permanente. O objetivo do Comitê é garantir o cumprimento dos procedimentos para a divulgação de informações públicas e os controles internos dos processos de divulgação e de elaboração das informações a serem disponibilizadas pela Companhia às Bolsas de Valores nas quais as ações da Companhia estejam listadas.

O Comitê de Divulgação é composto pelo Diretor Presidente, pelos Diretores Vice-presidentes, pelos Diretores não estatutários, pelos Assessores da Diretoria Executiva e Gerentes de Departamento indicados pelo Presidente do Comitê, que exercem seus cargos por prazo indeterminado.

O Comitê de Divulgação tem um Presidente, um Vice-Presidente e um Secretário-Geral eleitos pelo voto da maioria de seus integrantes na primeira reunião que ocorrer após a sua constituição.

O Presidente do Comitê será substituído, nos seus impedimentos temporários, pelo Vice-Presidente ou, na falta deste, por outro Membro do Comitê por ele indicado e, não havendo indicação, por escolha dos demais Membros do Comitê.

No caso de vaga do cargo de Presidente, assumirá o Vice-Presidente, que permanecerá no cargo até que o Comitê eleja seu substituto.

21.4 - Outras informações relevantes

21.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações sobre políticas de divulgação que não tenham sido abrangidas anteriormente.
