

# Índice

---

## 1. Responsáveis pelo formulário

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis	1
1.1 – Declaração do Diretor Presidente	2
1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores	4

## 2. Auditores independentes

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores	5
2.3 - Outras informações relevantes	7

## 3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras	8
3.2 - Medições não contábeis	9
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	14
3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas	15
3.7 - Nível de endividamento	16
3.8 - Obrigações	17
3.9 - Outras informações relevantes	18

## 4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco	19
4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado	27
4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes	28
4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores	34
4.5 - Processos sigilosos relevantes	35
4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto	36
4.7 - Outras contingências relevantes	37
4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados	38

# Índice

---

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Política de gerenciamento de riscos	39
5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado	40
5.3 - Descrição dos controles internos	41
5.4 - Alterações significativas	42
5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	43

## 6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM	44
6.3 - Breve histórico	45
6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial	54
6.6 - Outras informações relevantes	55

## 7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas	56
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais	68
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais	69
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total	70
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades	71
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior	72
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades	73
7.8 - Políticas socioambientais	74
7.9 - Outras informações relevantes	75

## 8. Negócios extraordinários

8.1 - Negócios extraordinários	87
8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor	88
8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais	89
8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	90

# Índice

## 9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros	91
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados	92
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis	93
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades	94
9.2 - Outras informações relevantes	95

## 10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais	96
10.2 - Resultado operacional e financeiro	119
10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras	122
10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor	123
10.5 - Políticas contábeis críticas	124
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras	125
10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras	126
10.8 - Plano de Negócios	127
10.9 - Outros fatores com influência relevante	129

## 11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas	130
11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas	131

## 12. Assembleia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa	132
12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais	134
12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração	135
12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem	136
12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal	137
12.7/8 - Composição dos comitês	140
12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores	141

## Índice

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros	142
12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores	143
12.12 - Práticas de Governança Corporativa	144
12.13 - Outras informações relevantes	145

### 13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária	146
13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	147
13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	151
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária	152
13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	153
13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária	154
13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	155
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	156
13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão	157
13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários	158
13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal	159
13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria	160
13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores	161
13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam	162
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	163
13.16 - Outras informações relevantes	165

### 14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos	167
14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos	168



## Índice

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados	169
14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos	170
14.5 - Outras informações relevantes	171
<b>15. Controle e grupo econômico</b>	
15.1 / 15.2 - Posição acionária	172
15.3 - Distribuição de capital	181
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	182
15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte	185
15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor	186
15.7 - Principais operações societárias	187
15.8 - Outras informações relevantes	189
<b>16. Transações partes relacionadas</b>	
16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas	190
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas	191
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	203
16.4 - Outras informações relevantes	205
<b>17. Capital social</b>	
17.1 - Informações sobre o capital social	206
17.2 - Aumentos do capital social	207
17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações	208
17.4 - Informações sobre reduções do capital social	209
17.5 - Outras informações relevantes	210
<b>18. Valores mobiliários</b>	
18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública	211
18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto	212

## Índice

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados	213
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	214
18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação	218
18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros	219
18.8 - Títulos emitidos no exterior	220
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	221
18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios	222
18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros	223
18.12 - Outras informações relevantes	224

### 19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor	246
19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria	247
19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria	248

### 20. Política de negociação

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários	249
20.2 - Outras informações relevantes	250

### 21. Política de divulgação

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações	251
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	252
21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações	253
21.4 - Outras informações relevantes	254

## 1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

**Nome do responsável pelo conteúdo do formulário**

**Fernando Mano da Silva**

**Cargo do responsável**

Diretor Presidente

**Nome do responsável pelo conteúdo do formulário**

**Gustavo Estrella**

**Cargo do responsável**

Diretor de Relações com Investidores

**Nome do responsável pelo conteúdo do formulário**

**Cargo do responsável**

### Os diretores acima qualificados, declaram que:

a. reviram o formulário de referência

b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19

c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos

**1. Identificação das pessoas responsáveis pelo conteúdo do formulário****1.1 Declaração individual do Diretor Presidente devidamente assinada, atestando que:**

Conforme orientações de divulgação do Formulário de Referência apresentadas pela Instrução CVM 480/09, alterada pela Instrução CVM 552/14 (Anexo 24, item 1.1), o diretor abaixo-assinado da CPFL Geração S.A. ("CPFL Geração" ou "Companhia") atesta que:

- a. Reviu formulário de referência;
- b. Todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19; e
- c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da CPFL Geração e dos riscos inerentes às atividades da Companhia e dos valores mobiliários por ela emitidos.

Data: 25/05/2017



Fernando Mano da Silva  
Diretor Presidente


**1. Identificação das pessoas responsáveis pelo conteúdo do formulário****Declaração individual do novo ocupante do cargo de Diretor Presidente devidamente assinada, atestando que:**

Conforme orientações de divulgação do Formulário de Referência apresentadas pela Instrução CVM 480/09, alterada pelas Instruções CVM 552/14 e 556/17 (Anexo 24, itens 1.1 e 1.2), a diretora abaixo-assinada da CPFL Geração S.A. ("CPFL Geração" ou "Companhia") atesta que:

- a. Reviu as informações que foram atualizadas no formulário de referência após a data de sua posse;
- 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.

Data:

26/03/2018

  
Karin Regina Luchesi  
Diretora Presidente

**1.2 Declaração individual do Diretor de Relações com Investidores devidamente assinada, atestando que:**

Conforme orientações de divulgação do Formulário de Referência apresentadas pela Instrução CVM 480/09, alterada pela Instrução CVM 552/14 (Anexo 24, item 1.1), o diretor abaixo-assinado da CPFL Geração S.A. ("CPFL Geração" ou "Companhia") atesta que:

- a. Reviu o formulário de referência;
- b. Todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19; e
- c. O conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da CPFL Geração e dos riscos inerentes às atividades da Companhia e dos valores mobiliários por ele emitidos.

Data: 25/05/2017



Gustavo Estrella  
Diretor Financeiro e de Relações  
com Investidores

**2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores**

<b>Possui auditor?</b>	SIM
<b>Código CVM</b>	385-9
<b>Tipo auditor</b>	Nacional
<b>Nome/Razão social</b>	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes
<b>CPF/CNPJ</b>	49.928.567/0001-11
<b>Período de prestação de serviço</b>	12/03/2012 a 13/03/2017
<b>Descrição do serviço contratado</b>	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.
<b>Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço</b>	A remuneração total faturada a Deloitte no exercício de 2016 foi de R\$ 439 mil, dos quais os valores de (i) R\$ 321 mil referem-se ao serviço de auditoria das demonstrações financeiras e revisão das informações intermediárias; (ii) R\$ 10 mil referem-se a Revisão de Escrituração Contábil-Fiscal (ECF); (iii) R\$ 35 mil referem-se a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias; (iv) R\$ 40 mil referem-se a laudos contábeis; e (v) R\$ 33 mil referem-se a asseguarção sobre cumprimento de covenants financeiros.
<b>Justificativa da substituição</b>	Em cumprimento ao Art. 31 da Instrução CVM 308/99, que determina o limite de prestação de serviços de auditoria independente em prazo não superior a cinco anos consecutivos, o Conselho de Administração, em reunião realizada em 02 de janeiro de 2017, aprovou a contratação da KPMG Auditores Independentes para a realização dos serviços de auditoria da Companhia para os exercícios de 2017 a 2021, dando sequência aos serviços efetuados pela Deloitte Auditores Independentes, que se encerram com o exercício de 2016.
<b>Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor</b>	Não aplicável.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Christian Canezin	30/10/2015 a 13/03/2017	027.382.469-40	Av. Dr. José Bonifácio Coutinho Nogueira, 150, 5º andar, Jardim Madalena, Campinas, SP, Brasil, CEP 13091-611, Telefone (019) 37073000, e-mail: ccanezin@deloitte.com
Marcelo Magalhães Fernandes	12/03/2012 a 29/10/2015	110.931.498-17	Av. Dr. José Bonifácio Coutinho Nogueira, 150, 5º andar, Jardim Madalena, Campinas, SP, Brasil, CEP 13091-611, Telefone (019) 37073000, e-mail: mfernandes@deloitte.com

<b>Possui auditor?</b>	SIM
<b>Código CVM</b>	418-9
<b>Tipo auditor</b>	Nacional
<b>Nome/Razão social</b>	KPMG Auditores Independentes
<b>CPF/CNPJ</b>	57.755.217/0001-29
<b>Período de prestação de serviço</b>	29/03/2017
<b>Descrição do serviço contratado</b>	Auditoria das Demonstrações Financeiras para os exercícios sociais findos em 31/12/2017, 31/12/2018, 31/12/2019, 31/12/2020 e 31/12/2021. Revisão especial das informações trimestrais dos exercícios de 2017 a 2021, revisão fiscal para os anos-calendário de 2017 a 2021 e procedimentos previamente acordados para asseguarção de cumprimento de covenants financeiros para os semestres de 2017 a 2021.
<b>Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço</b>	Não houve pagamentos aos auditores relacionados a tais serviços em 2016.
<b>Justificativa da substituição</b>	Em cumprimento ao Art. 31 da Instrução CVM 308/99, que determina o limite de prestação de serviços de auditoria independente em prazo não superior a cinco anos consecutivos, o Conselho de Administração, em reunião realizada em 02 de janeiro de 2017, aprovou a contratação da KPMG Auditores Independentes para a realização dos serviços de auditoria da Companhia para os exercícios de 2017 a 2021, dando sequência aos serviços efetuados pela Deloitte Auditores Independentes, que se encerram com o exercício de 2016.
<b>Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor</b>	Não aplicável.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Marcio José dos Santos	29/03/2017	253.206.858-23	Av. Barão de Itapura, 950, 6º andar, Guanabara, Campinas, SP, Brasil, CEP 13020-431, Telefone (0019) 21298700, Fax (0019) 21298728, e-mail: marciosantos@kpmg.com.br



## 2.3 - Outras informações relevantes

### 2.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.:

As políticas da Companhia na contratação de serviços de auditores independentes buscam certificar que não haja conflito de interesses, perda de independência e de objetividade dos referidos prestadores de serviços. Para tanto, foram estabelecidos procedimentos específicos para a contratação desses serviços, dentre os quais: (i) a competência do Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia para opinar ao Conselho de Administração 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 Companhia adota a prática de não contratação dos auditores independentes para a prestação de serviços que não sejam relacionados à auditoria.

A Deloitte iniciou suas atividades a partir da revisão das informações trimestrais (ITRs) do primeiro trimestre de 2012 e encerrou com as demonstrações financeiras anuais de 2014. Adicionalmente, em 25 de março de 2015, foi aprovada pelo Conselho de Administração da controladora CPFL Energia a contratação da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes por mais 24 meses a partir das informações trimestrais de 31 de março de 2015 encerrando em 31 de dezembro de 2016.

Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que a Deloitte não prestou, em 2016, serviços não relacionados à auditoria externa cujos honorários foram superiores a 5% do total de honorários recebidos por esse serviço.

Durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016, a Deloitte prestou além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços relacionados à auditoria:

Natureza	Data do contrato	Duração	Valor	Percentual do total do contrato de auditoria
Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR)	16/04/2015	Anos calendários 2015 e 2016	67.220,99	13%
Procedimentos previamente acordados - Asseguração de covenants financeiros	27/11/2015	Anos calendários 2015 e 2016	65.668,10	13%
Laudos Contábeis	14/08/2015	Média de 3 meses	40.500,00	8%
Revisão tributária - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	22/04/2015	Anos calendários 2015 e 2016	20.836,60	4%
			<b>194.225,70</b>	<b>37%</b>

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

A Administração da Companhia declara que, em linha com as políticas adotadas pela Companhia, a prestação dos serviços pela Deloitte foi feita em estrita observância das normas que tratam da independência dos auditores independentes em trabalhos de auditoria e não representaram situações que poderiam afetar a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa pela Deloitte.

### 3.1 - Informações Financeiras

**(Reais)**

**Exercício social (31/12/2016)**

**Exercício social (31/12/2015)**

**Exercício social (31/12/2014)**

---

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

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

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

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

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

	<b>31.12.2016</b>	<b>31.12.2015</b>	<b>31.12.2014</b>
<b>a) Regras sobre retenção de lucros</b>	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p>	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em 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</p>	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p>

### 3.4 - Política de destinação dos resultados

		Companhia constituiu a Reserva Estatutária – reforço de capital de giro	
<b>a.1) Valores das Retenções de Lucros</b>	Reversão da Retenção de lucros para reserva de estatutária de reforço de capital de giro R\$ 163.106.776,27.	Retenção de lucros para reserva de estatutária de reforço de capital de giro R\$ 163.106.776,27.	Reversão da Retenção de lucros para investimento constituída em 2013 de R\$ 9.698.954,39
<b>b) Regras sobre distribuição de dividendos</b>	<p>O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de, no mínimo, 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.</p> <p>Em 2016, a Companhia reverteu a reserva de retenção para reforço de capital de giro no montante de R\$ 163.106.776,27.</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 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>		
<b>c) Periodicidade das distribuições de dividendos</b>	<p>O Estatuto Social da Companhia estabelece que o dividendo obrigatório poderá ser pago antecipadamente, no curso do exercício e até a Assembleia Geral Ordinária que deliberar sobre o respectivo montante. O valor do dividendo antecipado será compensado com o do dividendo obrigatório do exercício. A Assembleia Geral determinará o pagamento do saldo do dividendo obrigatório, se houver, bem como a reversão àquela reserva do valor pago antecipadamente.</p> <p>Ressaltamos que cabe ao nosso Conselho de Administração a prerrogativa de declarar dividendos intermediários à conta de lucros apurados no balanço semestral ou, observadas as disposições legais, apurado em períodos menores que o semestre, ou, ainda, à conta de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. O Conselho de Administração poderá, também, declarar juros sobre o capital próprio e imputá-los ao pagamento do dividendo mínimo obrigatório.</p> <p>Os dividendos, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral, devem ser pagos no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, contado a partir da data da deliberação de sua distribuição e, em qualquer caso, dentro do exercício social.</p>		
<b>d) Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais</b>	<p>A Companhia está sujeita a restrições de distribuição de dividendos em função de alguns empréstimos, mais especificamente empréstimos obtidos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social - BNDES.</p> <p>Existem três situações que merecem destaque: (i) regra geral; (ii) controladas em conjunto pela CPFL Geração e (iii) 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. 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>		

### 3.4 - Política de destinação dos resultados

	<p>Os empréstimos captados junto ao BNDES pela controlada CERAN e pelos empreendimentos controlados em conjunto ENERCAN, 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 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>

### **3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido**

**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

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



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

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

**3.7 - Nível de endividamento**

<b>Exercício Social</b>	<b>Soma do Passivo Circulante e Não Circulante</b>	<b>Tipo de índice</b>	<b>Índice de endividamento</b>	<b>Descrição e motivo da utilização de outro índice</b>
<b>31/12/2016</b>	13.415.371.000,00	Índice de Endividamento	2,99245449	

**3.8 - Obrigações**

<b>Exercício social (31/12/2016)</b>							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Empréstimo	Garantia Real		47.899.999,99	136.699.999,86	100.699.999,88	32.700.000,00	317.999.999,73
Títulos de dívida	Garantia Real		84.937.889,04	212.875.218,08	212.875.218,08	358.063.262,96	868.751.588,16
Financiamento	Garantia Real		455.903.056,81	732.710.653,23	741.151.016,08	1.906.441.824,61	3.836.206.550,73
Financiamento	Quirografárias		19.496.226,50	40.899.524,26	48.524.152,76	132.770.444,39	241.690.347,91
Empréstimo	Quirografárias		385.498.264,54	1.413.711.762,73	129.835.831,41	0,00	1.929.045.858,68
Títulos de dívida	Quirografárias		752.200.614,68	2.028.848.221,96	661.685.092,66	49.356.214,16	3.492.090.143,46
<b>Total</b>			<b>1.745.936.051,56</b>	<b>4.565.745.380,12</b>	<b>1.894.771.310,87</b>	<b>2.479.331.746,12</b>	<b>10.685.784.488,67</b>
<b>Observação</b>							

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

Todas as informações relevantes referentes a Informações Financeiras Seleccionadas foram divulgadas anteriormente.

**4.1. Descrição dos 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 nossa alavancagem e afetar adversamente nossa performance consolidada.***

Regularmente analisamos oportunidades para adquirir outras empresas dedicadas a atividades de geração (de fonte convencional ou renovável) e transmissão de energia elétrica. Se adquirirmos outras empresas de energia elétrica, isso poderá aumentar nossa alavancagem ou reduzir 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 destas medidas pode afetar de maneira adversa nossa situação financeira e o resultado de nossas operações.

***Poderemos ficar expostos no mercado spot a preços substancialmente elevados com relação aos nossos contratos de longo prazo caso não sejamos capazes de comprar energia em quantidade suficiente para honrar nossos contratos de venda no mercado livre.***

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 o registrar *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. Nos termos deste sistema, se a liminar for suspensa, caso nossas projeções de volume de energia estejam incorretas de forma que compremos mais ou menos energia do que necessário no Mercado Livre, não seremos capazes de ajustar nossa exposição com relação ao volume de energia adquirido.

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

Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos um endividamento de R\$ 10.686 milhões. O nosso grau de endividamento aumenta a possibilidade de não termos caixa suficiente para pagar pontualmente o principal, juros e outros encargos relacionados a nosso endividamento. Adicionalmente, poderemos incorrer em endividamentos adicionais, periodicamente, para financiar aquisições, investimentos, *joint-ventures* ou para outros propósitos, sujeitos às restrições aplicáveis aos nossos financiamentos atuais. Caso incorramos em endividamentos adicionais, os riscos relacionados ao nosso endividamento poderiam aumentar.

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

***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 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL pode nos impor penalidades caso deixemos de cumprir com qualquer disposição dos nossos contratos de concessão e autorizações. Dependendo da gravidade do descumprimento, as penalidades aplicáveis incluem:

- 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)

**4.1 - Descrição dos fatores de risco**

- intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e
- extinção da concessão.

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

Atualmente estamos cumprindo com todas as condições relevantes de nossos contratos de concessão e das nossas autorizações. No entanto, não podemos garantir ao investidor que não seremos penalizados pela ANEEL por descumprimentos de 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 de nossos contratos de concessão ou autorizações seja rescindido por razões que nos sejam imputados, o valor efetivo de indenização pelo poder concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou outras penalidades. Por conseguinte, caso nos sejam impostas multas, penalidades ou caso ocorra a revogação de qualquer de nossas concessões ou autorizações, a nossa situação financeira e os nossos resultados de operacionais poderão sofrer um efeito adverso relevante.

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

***Os interesses de nossos controladores podem conflitar com os interesses de V.Sa.***

Em 23 de janeiro de 2017, a State Grid Brazil Power Participações S.A., ou State Grid Brazil, concluiu a aquisição de ações ordinárias representativas de 54,6% do capital da controladora CPFL Energia, por meio da qual adquiriu o poder de controle. A State Grid Brazil é uma subsidiária indireta da State Grid Corporation of China, uma empresa estatal da República Popular da China. Nosso acionista controlador indireto 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 indireto controla as decisões das nossas assembleias e pode eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração da controladora CPFL Energia. Nosso acionista controlador indireto 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 indireto quanto a estes assuntos podem divergir das expectativas ou preferências dos nossos acionistas não controladores, inclusive detentores de nossas ADSs (American Depositary Share). Para mais informações sobre a aquisição da State Grid Brazil e suas intenções anunciadas relativas a participações em nossa controladora CPFL Energia, vide item 15.7 "Alienação de controle societário da CPFL Energia".

**c. a seus acionistas;**

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

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

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

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

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

#### **4.1 •** indisponibilidade de financiamento adequado.

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

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

Planejamos investir aproximadamente R\$ 1.011 milhões em nossas atividades de geração (R\$ 954 milhões em atividades de geração renováveis e R\$ 57 milhões em geração convencionais) e R\$ 48 milhões em nossas atividades de transmissão durante o período de 2017 a 2021.

Nossa capacidade de concluir esse programa de investimento acima previsto depende de uma série de fatores, 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 investimentos proposto, sendo que a impossibilidade de o fazer poderá afetar de maneira adversa e relevante a nossa operação e o desenvolvimento dos nossos negócios.

***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. Além disso, as geradoras e transmissoras poderão ser responsabilizadas por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios nos sistemas de geração e transmissão, 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 as Distribuidoras; (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.

***Podemos não ser capazes de criar os benefícios esperados e/ou retorno sobre os investimentos dos nossos negócios de geração de energia renovável.***

Por meio de nossa subsidiária CPFL Renováveis, fizemos investimentos de capital substanciais (de, aproximadamente, R\$ 1.724 milhões nos últimos 3 anos) em negócios de geração que não hidrelétrica, principalmente eólica e de biomassa. Esses negócios de geração renováveis dependem de alguns fatores que fogem do nosso controle e podem afetar significativamente esses negócios.

No segmento de biomassa, poderemos sofrer com a escassez no mercado de cana de açúcar, matéria-prima necessária para a geração de biomassa. Ademais, dependemos, até certo grau, do desempenho de nossos parceiros na operação das usinas de biomassa. A operação de parques eólicos envolve incertezas e riscos relevantes, incluindo o 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 e da duração dos ventos contemplados 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 nossos custos e gerar perdas neste segmento.

#### **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 gerar 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;**

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

#### 4.1 - Descrição dos fatores de risco

##### **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 2016, aproximadamente 89,7% 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 2016, os 10,3% restantes do nosso endividamento total estavam denominados em moeda estrangeira em dólares norte-americanos (comparados a aproximadamente 3,9%, em 31 de dezembro de 2015 e 2,7% em 31 de dezembro de 2014), embora, em grande parte, vinculados a *swaps* cambiais que os convertiam em reais.

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, pode afetar adversamente nossos negócios e o preço das ADSs e ações ordinárias da controladora CPFL Energia.***

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

- taxas de juros;
- política monetária;
- variações cambiais;
- inflação;
- liquidez dos mercados de capitais e empréstimos;
- políticas tributárias;
- alterações em leis trabalhistas;
- regulamentações ambientais em nosso setor;
- taxas de câmbio e controles e restrições sobre remessas para o exterior, como aquelas brevemente impostas em 1989 e começo de 1990; e
- 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. O Standard & Poor's retirou o selo de bom pagador do Brasil, em 9 de setembro de 2015. O 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. O Moody's Investors Service rebaixou o risco Brasil para Ba2, com perspectiva negativa, em 24 de fevereiro de 2016. Esses rebaixamentos refletem as críticas condições econômicas, a manutenção de políticas fiscais adversas e o aumento da incerteza política no Brasil.

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

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

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



As condições políticas atuais no Brasil podem afetar a confiança dos investidores e do público em geral, assim como o desenvolvimento da nossa economia. Subseqüentemente 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 das ações ordinárias e ADSs da controladora CPFL Energia.

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. 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 enriquecimento pessoal dos destinatários desses atos de suborno e do favorecimento de companhias em contratações do Poder Público. Determinadas companhias também estão sendo investigadas e, por vezes, condenadas pelas autoridades competentes, dentre as quais a Comissão de Valores Mobiliários, ou CVM, pela *U.S. Securities and Exchange Commission*, ou SEC, pelo Departamento de Justiça dos EUA, ou DOJ. Algumas dessas companhias também têm optado por firmar acordos de leniência com as autoridades competentes, quando possível.

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.

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

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\$ 2,656, em 31 de dezembro de 2014, de R\$ 3,905, em 31 de dezembro de 2015, e de R\$ 3,259, em 31 de dezembro de 2016. Em 22 de maio de 2017, a taxa de câmbio era de R\$ 3,265 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. 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.

A depreciação do Real também reduz o valor em Dólar norte-americano das distribuições e dividendos atribuíveis às ADSs da nossa controladora CPFL Energia e o equivalente em Dólares norte-americanos ao preço de mercado das ações ordinárias da controladora CPFL Energia, e consequentemente das suas 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 poderiam afetar 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 2007 e 2016, a taxa referencial

do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC no Brasil variou entre 7,25% a.a. e 13,75% a.a., atingindo a sua maior baixa (7,25%) ao final de 2012. Em 22 de maio de 2017, a SELIC foi de 11,25%. A inflação tem tido e poderá ter efeitos significativos na economia 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.

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

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

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. Se formos obrigados pela ANEEL a fazer investimentos de capital adicionais e não esperados, e 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.

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.

***Não podemos assegurar a renovação de nossas concessões e autorizações.***

Conduzimos nossas atividades de geração e transmissão nos termos de contratos de concessão firmados com o governo brasileiro. O alcance da duração de nossas concessões é de 30 anos, com a primeira data de expiração em 2027. A Constituição Federal da República Federativa do Brasil requer que todas as concessões relativas a serviços públicos sejam outorgadas por meio de leilão. Com base em leis e regulamentos específicos do setor de energia elétrica, o governo brasileiro pode renovar as atuais concessões por um período adicional de até 30 anos, dependendo da natureza da concessão, sem leilão, desde que a concessionária tenha alcançado determinados padrões mínimos financeiros, de desempenho, dentre outras, 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 8.897/1995, ou Lei de Concessões; da Lei nº 9.074/95, do Decreto nº 7.805/12, da Lei nº 12.783/13 e do Decreto nº 8.461/15, e 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.

***Não temos certeza quanto à revisão da Energia Assegurada nas nossas usinas hidrelétricas.***

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. 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 a todas as Usinas Hidrelétricas (exceto as 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 deve ser implementada em janeiro de 2018. Não podemos prever se as revisões do MME afetarão a Energia Assegurada de cada uma de nossas Usinas Hidrelétricas, e se irá aumentar ou diminuir o montante total da nossa Energia Assegurada. Se a Energia Assegurada de qualquer de nossas Usinas Hidrelétricas diminuir, a nossa capacidade de fornecer eletricidade sob nossos contratos de compra de energia, seria prejudicada, o que poderia 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 similares de Energia Assegurada sob o Decreto nº 2.655/1998 continuem a ser realizadas a cada período de 5 anos.

***A estrutura regulatória sob a qual operamos está sujeita a contestação legal.*****4.1 - Descrição dos fatores de risco**

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

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

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

**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 nossos resultados operacionais.***

Somos dependentes das condições hidrológicas existentes no Brasil. Em 2016, de acordo com dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico, ou ONS, aproximadamente 76% da energia elétrica consumida no Brasil foi fornecida por Usinas Hidrelétricas.

O Brasil está sujeito a condições hidrológicas imprevisíveis, com desvios não cíclicos da média pluviométrica. Quando as condições hidrológicas estão em situação crítica, o ONS pode despachar Usinas Termoelétricas, 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 déficit de energia proveniente de Usinas Hidrelétricas, 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 2014, 2015 e 2016, deixando-nos obrigados a comprar energia, o que causou, conseqüentemente, 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.

***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.***

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

#### 4.1 - Descrição dos fatores de risco

## 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 geração:** 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 ("PLD"). 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 2016, o risco de mercado das geradoras representou um impacto de R\$ 81 milhões (líquido de IR/CS) nas demonstrações consolidadas do Grupo.

Em função das condições hidrológicas adversas do ano de 2015, o risco hidrológico do ACL representou um impacto de R\$ 85 milhões (líquido de IR/CS) nas demonstrações consolidadas do Grupo.

**Risco de crédito:** O risco surge da possibilidade da Companhia e de suas 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") não gerou efeito relevante na Receita Operacional Líquida da Companhia no exercício de 2016.

**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 e debêntures. Em 2016, a exposição líquida da Companhia era passiva em R\$ 3.911 milhões indexados à CDI, R\$ 3.867 milhões à TJLP, R\$ 67 milhões ao IGP-M e R\$ 50 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. Em 2016, a exposição líquida da Companhia era ativa de R\$ 27 milhões sob risco de baixa do dólar. Adicionalmente, na mesma data, havia a exposição de US\$ 86 milhões à alta do dólar, relacionados a derivativos do tipo zero-cost collar.

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

A apuração de *covenant* prevê um limite máximo de 3,75x do indicador de Dívida Líquida / EBITDA, sob pena de eventual aceleração da dívida em caso de descumprimento do limite. Para o exercício findo em 31.12.2016 a controladora CPFL Energia fechou a apuração do *covenant* em 3,21x, permanecendo dentro do limite estabelecido.

**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 2016. 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. Informações sobre processos judiciais da controlada CPFL Renováveis estão disponíveis em seu Formulário de Referência.

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 2016.



**PROCESSOS FISCAIS****4.3 - Processos Judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes****Processo fiscal PIS e COFINS – CPFL Geração**

<b>Processo Fiscal n.º 0019144-94.2016.4.03.6105 (10830.724951/2011-10)</b>	
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\$ 323.351
f) Principais fatos	A 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 Companhia 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, atualmente, a CPFL Geração aguarda abertura de prazo para apresentação dos Embargos à Execução
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 323.351, que representa 12,1% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

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

<b>Processo Fiscal n.º 16643.720027/2012-39 – IRPJ / CSLL</b>	
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\$ 234.558
f) Principais fatos	A Companhia 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 não apresentou motivação para a venda da empresa Semesa à CPFL Geração. Apresentamos impugnação administrativa, cuja decisão manteve a exigência fiscal. Atualmente aguarda julgamento de Recurso Voluntário da Companhia.
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 CPFL Geração no valor de R\$ 234.558, que

**4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes** representa 8,7% da Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

<b>Processo Fiscal nº 10830.010761/2008-16- IRPJ/CSLL</b>	
a) Juízo	Secretaria da Receita Federal
b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	11/10/2008
d) Partes no processo	CPFL Geração x Receita Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 23.331
f) Principais fatos	Auto de Infração lavrados pela União Federa para exigir (i) imposto de renda da pessoa jurídica (IRPJ), além dos acréscimos legais aplicáveis, em relação às despesas glosadas referentes a juros, remuneração de garantia e multa contratual, e (ii) CSLL, e acréscimos legais, tanto em relação às referidas despesas de juros, remuneração de garantia e multa contratual, como também relativamente ao ágio amortizado. O processo aguarda, atualmente, apreciação e julgamento do Recurso Voluntário da empresa.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da CPFL Geração no valor de R\$ 23.331, sem maiores impactos nas operações da Companhia, pois o montante representa 0,9% de nossa Receita Líquida consolidada.

<b>Processo Fiscal nº 10830.001530/2009-01 - IRPJ, CSLL, PIS E COFINS</b>	
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
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 91.787
f) Principais fatos	Auto de Infração lavrado para cobrança de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS referente a fatos geradores ocorridos nos anos-calandários de 2004, 2005, 2006, decorrentes da glosa de determinadas despesas incorridas pela Impugnante e da alegação de omissão de receitas supostamente identificada pelas autoridades fiscalizadoras. Apresentamos Impugnação, a qual foi julgada improcedente. Ingressamos com Recurso Voluntário. Atualmente, aguarda-se decisão do referido recurso.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$ 91.787, que representa 3,4% 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 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\$ 317.778
f) Principais fatos	Autos de infração para a exigência do IRPJ e da CSLL, relativo ao anos-calendário 2011, cumulados com juros de mora e multa de ofício, por: (i) supostamente ter omitido receitas não operacionais, pela suposta ausência do registro de ganhos de capital, por receber quantidade de ações da ERSA Energias Renováveis S.A. ("ERSA") em volume maior que o capital da SMITA Empreendimentos e Participações S.A. ("SMITA"), além da apropriação de diferença entre o patrimônio líquido contábil e o valor justo da SMITA, empresa adquirida de forma reversa; e (ii) ter compensado base de cálculo negativa da CSLL em montante superior saldo existente. Apresentamos impugnação aos Autos, a qual aguarda apreciação.
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\$ 317.778, sem maiores impactos nas operações da Companhia, pois o montante representa 11,9% de nossa Receita Líquida consolidada.

**Processos fiscais – Enercan****Processo Fiscal nº 014.08.000079-0 – ISS**

a) Juízo	Tribunal de Justiça de Santa Catarina
b) Instância	3ª Instância
c) Data de instauração	10/01/2008
d) Partes no processo	Município de Campos Novos x Enercan e CFCN
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 55.233
f) Principais fatos	A contingência fiscal relacionada ao ISS refere-se à discussão mantida pela controlada em conjunto ENERCAN junto aos órgãos fiscais relativa a imposto sobre serviços prestados durante a construção da Usina. Execução fiscal dos débitos de ISS. A alegação da autoridade fazendária municipal está baseada na ausência de retenção e recolhimento de ISSQN. A Enercan, por meio de seus assessores jurídicos, preparou e encaminhou defesa e impugnações no âmbito administrativo. Em março de 2011, a Enercan efetuou depósito judicial no valor de R\$ 42.838, cujo valor atualizado em 31 de dezembro de 2016 é de R\$ 58.518.
g) Chance de perda	Do valor total atualizado das contingências de ISS, os assessores jurídicos da controlada em conjunto (advogados externos) avaliam que o montante de R\$ 49.445 apresenta risco de perda possível e o valor de R\$ 5.788 apresenta risco de perda provável.
h) Análise do impacto em caso de perda	Nenhum, pois há depósito judicial e provisão.

**Processo Fiscal nº 003.08.000033-1 - ISS**

a) Juízo	Vara Única da Comarca de Anita Garibaldi/SC
b) Instância	3ª Instância
c) Data de instauração	25/01/2008
d) Partes no processo	Município de Celso Ramos X Enercan

e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 28.072
4.3 - <del>Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes</del> f) Principais fatos	A contingência fiscal relacionada ao ISS refere-se à discussão mantida pela controlada em conjunto ENERCAN junto aos órgãos fiscais relativa a imposto sobre serviços prestados durante a construção da Usina. Execução fiscal dos débitos de ISS. A alegação da autoridade fazendária municipal está baseada na ausência de retenção e recolhimento de ISSQN. A Enercan, por meio de seus assessores jurídicos, preparou e encaminhou defesa e impugnações no âmbito administrativo. A Enercan foi requerida a constituir garantia financeira, a qual estava representada por títulos públicos federais. Em decorrência de decisão judicial, em 7 de junho de 2013 os títulos foram resgatados e transformados em depósito judicial, no montante de R\$ 22.760. Em 20 de dezembro de 2013, por decisão da justiça, o depósito judicial foi liberado e substituído por seguro garantia.
g) Chance de perda	Do valor total atualizado das contingências de ISS, os assessores jurídicos da controlada em conjunto (advogados externos) avaliam que o montante de R\$ 843 apresenta risco de perda possível e o valor de R\$ 27.229 apresenta risco de perda provável.
h) Análise do impacto em caso de perda	Nenhum, pois há fiança bancária e provisão.

**Auto de Infração nº 13982.721360/2012-26 – PIS/COFINS**

a) Juízo	Delegacia da Receita Federal
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	17/01/2013
d) Partes no processo	Receita Federal do Brasil X Enercan
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 55.078
f) Principais fatos	Refere-se a Auto de Infração lavrado pela Receita Federal do Brasil (RFB) em decorrência de a Enercan estar calculando PIS e COFINS sobre seus contratos assinados antes de outubro de 2003 pelo regime da cumulatividade, pois não houve alteração do preço predeterminado. A RFB entende que, como já houve reajuste, esses contratos passaram a ser enquadrados no regime da não cumulatividade. Em 26 de fevereiro de 2013, a Enercan protocolou impugnação ao auto de infração, julgado improcedente pela RFB em 27 de agosto de 2013. Em 24 de setembro de 2013, a Enercan interpôs recurso voluntário ao Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF).
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro contábil no valor de R\$ 55.078, que representa 9,6% da Receita Líquida da controlada em conjunto Enercan, cuja participação da CPFL Geração é de 48,72%.

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

<b>Ação Civil Pública nº 0000438-57.2004.404.7107(2004.71.07.000438-7)</b>	
a) Juízo	3ª Turma do TRF da 4ª Região
b) Instância	3ª Instância
c) Data de instauração	16/01/2004
d) Partes no processo	Ministério Público Federal X Ceran e outros
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	Ação civil pública proposta pelo Ministério Público do município de Caxias do Sul, contestando a validade do licenciamento ambiental do Complexo Hidroelétrico Rio das Antas e requerendo uma liminar para impedir a construção do complexo hidroelétrico. A ação foi julgada improcedente. O Ministério Público Federal interpôs apelação no TRF, o qual negou provimento ao recurso, razão pela qual o MPF interpôs recurso especial e extraordinário. Aguarda-se decisão destes recursos no STJ e STF.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Adotar medidas mitigadoras dos impactos ambientais supostamente causados.

**2) Semesa**

<b>Ação Indenizatória nº 0003354-76.2011.8.09.0113</b>	
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\$ 1.742.245
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

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

- a. juízo;**
- b. instância;**
- c. data de instauração;**
- d. partes *no processo*;**
- e. valores, bens ou direitos envolvidos;**
- f. principais fatos;**
- g. se a chance *de perda* é:
  - i. provável;**
  - ii. possível;**
  - iii. remota;****
- h. análise *do impacto em caso de perda do processo*;**

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

**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 relevantes para a Companhia, com a posição atualizada até 31 de dezembro de 2016. 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, os processos em que a imagem da Companhia possa ser afetada de maneira adversa.

Apresentamos a seguir os detalhes dos processos repetitivos ou conexos em que somos parte (seja por meio da Companhia ou de suas controladas), que não estão sob sigilo e que, quando considerados em conjunto, são relevantes para o nosso negócio em 31 de dezembro de 2016.

<b>Trabalhistas</b>	
<b>Valores envolvidos</b>	
CPFL Geração	R\$ 3.064
CPFL Transmissão Piracicaba	R\$ 696
CPFL Transmissora Morro Agudo	R\$ 18
CPFL Renováveis	R\$ 15.849
CERAN	R\$ 2.000
<b>Controladas em conjunto:</b>	
Epasa	R\$ 531
BAESA	R\$ 675
Foz do Chapecó	R\$ 39
ENERCAN	R\$ 355
Práticas do emissor ou de controlada que causaram respectiva contingência:	Ações de ex-empregados das empresas prestadoras de serviços terceirizadas, pleiteando vínculo empregatício, ou responsabilidade subsidiária/solidária da empresa contratante, pelas verbas supostamente não pagas pela empresa terceirizada.

<b>Tributários</b>	
<b>Valores envolvidos</b>	
CPFL Renováveis	R\$ 228.559
Prática do emissor ou de controlada que causou tal contingência.	Cobrança do Imposto Sobre Serviços - ISS sobre Equipamentos durante a construção de parques eólicos.

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

	<b>Trabalhistas</b>	<b>Cível (Acidentes/ Eletroplessão)</b>	<b>Cível (Majoração Tarifária)</b>	<b>Tributárias</b>
<b>Consolidado</b>	<b>5.264</b>	-	-	<b>8.381</b>
CPFL Geração	690	-	-	-
CPFL Renováveis	3.397	-	-	8.381

**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 POLITICA 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**
- b. Os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:**
  - i. os riscos para os quais se busca proteção
  - ii. os instrumentos utilizados para proteção
  - iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos
- c. A adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada**

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

**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;**
- b. Os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos de mercado, quando houver, incluindo:**
- i. os riscos de mercado para os quais se busca proteção;
  - ii. a estratégia de proteção patrimonial (hedge);
  - iii. os instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge);
  - iv. os parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos;
  - v. se o emissor opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são esses objetivos;
  - vi. a estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos **de mercado**;
- c. A adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada.**

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

### 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;**

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

- b. as estruturas organizacionais envolvidas**

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

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

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

- 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 2016.

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

Mesmo não sendo de conhecimento de nossa Administração fatos ou aspectos que possam indicar a presença de fraquezas materiais nos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2016, as demais deficiências são encaminhadas aos diretores responsáveis para definição dos planos de ação. Tanto a Gerência de Compliance, como a Assessoria de Auditoria Interna 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 pelo Conselho Fiscal da nossa controladora CPFL Energia, órgão independente da Administração e da auditoria externa, que desempenha as funções do Comitê de Auditoria da controladora CPFL Energia.

**5.4 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.**

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

**5.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

Todas as informações pertinentes já foram divulgadas no Formulário de Referência da nossa controladora CPFL Energia e no item 5.3.

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

<b>Data de Constituição do Emissor</b>	19/07/2000
<b>Forma de Constituição do Emissor</b>	Sociedade Por Ações
<b>País de Constituição</b>	Brasil
<b>Prazo de Duração</b>	Prazo de Duração Indeterminado
<b>Data de Registro CVM</b>	07/06/2001

## 6.3 Breve histórico do emissor

A CPFL Geração S.A. ("CPFL Geração" ou "Companhia") foi constituída em 19 de julho de 2000, tendo por objeto a participação no capital de outras sociedades. A Companhia tem por objeto social: (i) a prestação de serviço público de geração de energia elétrica; (ii) a comercialização de energia elétrica; (iii) a participação no capital social de outras sociedades, assim como, de forma individual ou sob a forma de consórcio de empreendimentos que visem à exploração de energia, de tecnologias ou serviços, inclusive (a) em empresas do setor energético ou a ela vinculado que distribuam, comercializem, gerem e operem usinas produtoras e linhas de transmissão de qualquer tipo de energia, podendo promover fusões, incorporações, cisões, ou outras formas de associação de empresas, e (b) em empresas do setor de saneamento ou a ele vinculado podendo promover fusões, incorporações, cisões ou outras formas de associação de empresas; (iv) a exploração de atividades e a prestação de serviços derivados direta ou indiretamente da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora; (v) realizar estudos, projetos de construções de usinas produtoras e de linhas de transmissão; (vi) intermediar ou operacionalizar negócios no País ou no Exterior; e (vii) prestar consultoria e assessoria de negócio, inclusive para importação e exportação de bens e serviços. A CPFL Energia S.A ("CPFL Energia") detém 100% do capital social da Companhia.

A Companhia detém 2 pequenas usinas hidrelétricas ("PCHs") e 1 usina termelétrica, com potência total instalada de 1,8 MW e 36 MW, respectivamente, todas localizadas no Estado de São Paulo. A concessão se encerra em 2027 podendo ser prorrogada por período adicional de 30 anos. Possui ainda parte dos ativos do Aproveitamento Hidrelétrico da Serra da Mesa, localizado no Rio Tocantins no Estado de Goiás. A concessão e a operação do Aproveitamento Hidrelétrico pertencem a Furnas Centrais Elétricas S.A. ("FURNAS"). Por ter ativos de forma compartilhada com Furnas, ficou assegurado a CPFL Geração até 2028 a participação de 51,54% da potência instalada de 1.275 MW (657 MW) e da energia assegurada de 671 MW médios (345,8 MW médios). A CPFL Geração também detém a concessão e os respectivos ativos da PCH Ponte do Silva, com potência total de 125 KW, localizada no Rio São Luiz, no Estado de Minas Gerais, outorgada em outubro de 1989, pelo prazo de 30 anos.

A CPFL Geração teve seu registro de companhia aberta concedido em 07 de junho de 2001, código CVM 1895-3, com fundamento no art. 21 da Lei nº 6385/76, incisos I e II. Por meio do OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-1/Nº. 451/2009, de 03 de novembro de 2009, foi aprovada a alteração do mercado de negociação dos valores mobiliários de sua emissão, de Mercado de Bolsa para Mercado de Balcão Não Organizado.

Em decorrência da criação da Instrução Normativa nº. 480, as empresas passaram a ser classificadas como categoria A ou B. A CPFL Geração está classificada como categoria B. O registro na categoria B autoriza a negociação de valores mobiliários do emissor em mercados regulamentados, exceto os seguintes valores mobiliários: (i) ações e certificados de depósitos de ações ou (ii) valores mobiliários que confirmam ao titular o direito de adquirir ações e certificados de depósitos de ações, em consequência da sua conversão ou do exercício dos direitos que lhe são inerentes, desde que emitidos pelo próprio emissor desses valores mobiliários ou por uma sociedade pertencente ao grupo do referido emissor.

### Eventos Societários em 2000

**6.3 - Breve histórico**

Em setembro de 2000, os acionistas da CPFL Paulista deliberaram a separação de suas atividades de geração e distribuição de energia elétrica, que passaram a serem desenvolvidas por sociedades distintas. A parcela cindida, correspondente à atividade de geração de energia elétrica, relativo ao Contrato de Concessão nº 15/1997, foi incorporada pela CPFL Geração, cujas ações foram distribuídas aos acionistas da CPFL Paulista, na proporção de suas participações na mesma. À época da cisão, a CPFL Energia detinha 21,20% da CPFL Paulista e 21,20% da CPFL Geração.

Em novembro de 2000, a CPFL Geração adquiriu 65% do capital social da CERAN – Companhia Energética Rio das Antas (“CERAN”), e posteriormente, obteve o direito de construção e exploração das usinas hidrelétricas de Monte Claro, Castro Alves e 14 de Julho.

#### **Eventos Societários em 2001**

Em junho de 2001, a CPFL Geração firmou um aditamento ao Contrato de Concessão, por meio do qual assumiu a concessão de geração de energia, anteriormente detida pela CPFL Paulista.

Em dezembro de 2001, a VBC capitalizou a participação por ela detida na Semesa S.A. (“Semesa”) na CPFL Geração.

#### **Eventos Societários em 2002**

Em março de 2002, a CPFL Geração adquiriu da VBC, 66,67% do capital social da Foz do Chapecó Energia S/A (“Foz do Chapecó”) e 74,72% do capital social da Campos Novos Energia S/A (“ENERCAN”). Da VBC Participações S.A, adquiriu ainda a totalidade da participação no capital social de Barra Grande Energia S/A. (“BEGESA”), que detinha 50,01% do capital social total da Energética Barra Grande S/A (“BAESA”).

Em agosto de 2002, os acionistas controladores da CPFL Energia, com o objetivo de reestruturar seus investimentos nos setores de distribuição e geração de energia elétrica, decidiram transferir suas participações diretas nas empresas CPFL Paulista e CPFL Geração, para a CPFL Energia, essa capitalização visou a consolidação dos ativos de geração e



distribuição de energia elétrica e simplificação de sua organização operacional e societária. Após este evento, a CPFL Energia passou a deter (1) 95,09% de participação no capital total da CPFL Paulista e (2) 95,62% no capital total da CPFL Geração. Esta reestruturação visou propiciar, dentre outros, os seguintes benefícios: (a) Maior integração operacional das empresas do grupo; (b) Racionalização do uso dos recursos financeiros; (c) Viabilização de novos projetos de geração de energia elétrica.

### **Eventos Societários em 2003**

Em janeiro de 2003, a CPFL Geração, através de um aumento de capital, transferiu 19 PCHs e 1 termelétrica, bem como ativos e passivos relacionados à atividade de geração de energia elétrica, para a sua controlada CPFL Centrais Elétricas S/A (anteriormente denominada Nova I Participações), operação que foi devidamente aprovada pela ANEEL. Nesta oportunidade passou a atuar como “*holding*” do negócio de geração de energia.

Em março de 2003, a BEGESA alienou 50% de sua participação na BAESA. Após a venda, a BEGESA passou a deter 25,01% do capital social total da BAESA.

Em setembro de 2003, a CPFL Geração vendeu 66.300.000 ações ordinárias da ENERCAN, representando 26% do capital total da sociedade. Após a venda a CPFL Geração passou a deter 48,72% do capital da ENERCAN.

### **Eventos Societários de 2004 a 2006**

Em abril de 2004, foi aprovada a incorporação da BEGESA (que detinha 25,01% da BAESA). Após esta incorporação, a CPFL Geração passou a deter diretamente 25,01% da BAESA.

Em junho de 2005, foi aprovada a incorporação da totalidade das ações ordinárias e preferenciais dos acionistas não controladores da CPFL Geração ao patrimônio da CPFL Energia. Os acionistas não controladores da CPFL Geração receberam 1 (uma) nova ação ordinária da CPFL Energia para cada lote de 1.622 ações ordinárias ou preferenciais de emissão da CPFL Geração.

Em dezembro de 2006, a CPFL Geração adquiriu 55% da participação detida pela CPFL Geração Estadual de Energia Elétrica - CEEE na Foz do Chapecó, pelo montante de R\$ 9.279 mil. Com esta aquisição a CPFL Geração passou a

deter 85% de participação no capital social da Foz do Chapecó, que equivale a 51% da participação indireta no

### **6.3 - Breve histórico**

Consórcio Energético Foz do Chapecó.

#### **Eventos Societários de 2007**

Em março de 2007, foi aprovada a incorporação da CPFL Centrais Elétricas e da Semesa pela CPFL Geração. Após a incorporação a CPFL Centrais Elétricas e a Semesa foram extintas, e a CPFL Geração deixou de atuar como *holding*, passando a atuar como concessionária do serviço público de geração de energia elétrica.

Através da Resolução Autorizativa ANEEL nº 879 de 17 de abril de 2007, foi autorizada uma reorganização societária na Foz do Chapecó, que consiste no ingresso da Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense") como acionista. A reorganização societária foi aprovada pela Foz de Chapecó através de Assembleia Geral Extraordinária realizada em 16 de julho de 2007, mediante: i) um aumento de capital no montante de R\$ 184.362 mil, sendo R\$ 74.679 com aporte da Chapecoense representado pela conferência dos ativos detidos no Consórcio Foz do Chapecó e recursos em espécie; ii) pela capitalização de adiantamento para futuro aumento de capital efetuado pela CPFL Geração e CEEE no montante de R\$ 109.683 mil; e iii) a extinção do Consórcio Foz do Chapecó passando a Foz de Chapecó a deter a concessão do Aproveitamento Hidrelétrico de Foz do Chapecó. É importante ressaltar que a reestruturação não altera a participação da controlada CPFL Geração no projeto. A participação de 51%, que era indireta, passa a ser direta.

#### **Eventos Societários de 2008**

Em 2008 foi constituída a CPFL Bioenergia, para diversificar seus investimentos e aumentar a eficiência das operações. A CPFL Bioenergia tem como objetivo social primordial a geração de energia elétrica de origem térmica e vapor d'água através de usinas de co-geração movidas a bagaço de cana-de-açúcar e palha.

Em agosto de 2008 a CPFL Bioenergia assinou um contrato de parceria com a Baldin Bioenergia que prevê a construção de uma Usina Termelétrica de 45 MW movida a bagaço de cana localizada em Pirassununga, no estado de São Paulo. Esta usina entrou em operação em 27 de agosto de 2010. A CPFL Geração detém 100% do capital social da CPFL Bioenergia.

#### **Eventos Societários de 2009**

Em maio de 2009, a ANEEL por meio da Resolução Autorizativa nº 1913, anuiu à reestruturação societária da Foz do Chapecó que consiste na transferência da totalidade das ações atualmente detidas pela CPFL Geração e pela Companhia Estadual de Energia Elétrica ("CEEE-GT") na Foz do Chapecó para a Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense"). Em 20 de agosto de 2009 as empresas Foz do Chapecó e Chapecoense realizaram Assembleias Gerais Extraordinárias para ratificar a referida reestruturação, passando a Chapecoense a ter como sócios a CPFL Geração com 51%, CEEE-GT com 9% e Furnas com 40%. Desta forma a Chapecoense passou a deter 100% do capital social da Foz do Chapecó. Esta reestruturação não alterou as participações que os sócios anteriormente detinham no empreendimento.

### 6.3 - Breve histórico

Em setembro de 2009 a CPFL Geração adquiriu a participação integral das Companhias: Santa Clara I Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara I"), Santa Clara II Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara II"), Santa Clara III Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara III"), Santa Clara IV Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara IV"), Santa Clara V Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara V"), Santa Clara VI Energias Renováveis Ltda. ("Santa Clara VI"), e Eurus VI Energias Renováveis Ltda. ("Eurus VI") (em conjunto denominadas eólicas), que atuam como produtores independentes de energia elétrica a partir de fontes alternativas, predominantemente a eólica, com um potencial previsto de 188 MW a ser instalado no Estado do Rio Grande do Norte.

Em setembro de 2009 a CPFL Geração adquiriu a participação de 51% do capital social da 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 e com potência instalada prevista de 170,8 MW cada, totalizando 431,6 MW (nossa parte 174,2 MW). O início das operações ocorreu em 24 de dezembro de 2010 para a UTE Termonordeste e 13 de janeiro de 2011 para a UTE Termoparaíba.

#### Eventos Societários de 2010

Em 2010, a controlada em conjunto indireta Foz do Chapecó entrou parcialmente em operação. As três primeiras unidades geradoras começaram suas operações em 14 de outubro, 23 de novembro e 30 de dezembro de 2010. A última unidade geradora entrou em operação em 12 de março de 2011.

As controladas Campo dos Ventos I, II, III, IV, V e Eurus V são sociedades anônimas de capital fechado que foram adquiridas em 16 de julho de 2010 para atuarem como produtores independentes de energia elétrica a partir de fontes alternativas, predominantemente a eólica, com um potencial previsto de 180 MW a ser instalado no Estado do Rio Grande do Norte. Em 26 de agosto de 2010, estas controladas participaram do leilão de energia de reserva para fontes eólicas promovido pelo ANEEL, tendo a Campo dos Ventos II negociado um contrato de suprimento de energia de 14 MW médios a serem entregues a partir de 2013, por um período de 20 anos.

#### Eventos Societários de 2011

Em 19 de abril de 2011 a CPFL Energia, em conjunto com as controladas CPFL Geração e CPFL Brasil, e ERSAs – Energias Renováveis S.A. ("ERSA"), celebraram um Acordo de Associação estabelecendo os termos e condições por meio dos quais decidiram unir ativos e projetos de energia renovável detidos por CPFL e ERSAs no Brasil, assim considerados Parques Eólicos, Pequenas Centrais Hidrelétricas ("PCHs") e Usinas Termelétricas a Biomassa.

Em linhas gerais, a associação compreende as seguintes etapas:

- (i) 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, quais sejam, Mohini Empreendimentos e Participações Ltda., Chimay Empreendimentos e Participações Ltda. e Jayaditya Empreendimentos e Participações Ltda. (as "Sociedades PCH") – Etapa 1;
- (ii) A CPFL Geração e a CPFL Brasil, como únicas acionistas, 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 – Etapa 2;
- (iii) A ERSAs incorporará a SMITA, de forma que a CPFL Geração e a CPFL Brasil passarão a integrar o bloco de controle da ERSAs, como acionistas majoritárias, a qual foi aprovada em 23 de agosto de 2011 pelo Conselho de Administração da Companhia e ratificada pelos acionistas em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 19 de dezembro de 2011 – Etapa 3; e
- (iv) Concomitantemente à realização da incorporação descrita acima, a ERSAs terá sua denominação alterada para CPFL Energias Renováveis S.A. (a "CPFL Renováveis").

Em 18 de julho de 2011 foram aprovadas pelo Conselho de Administração da CPFL Geração e em Assembleia Geral Extraordinária da CPFL Brasil as etapas 1 e 2, citadas acima.

Em 23 de agosto de 2011, o Conselho de Administração da CPFL Energia deliberou sobre as seguintes matérias:

### 6.3 - Breve histórico

**(i) Aprovar** o Protocolo de Justificação e Incorporação firmado pelos administradores da SMITA e da ERSA ("o Protocolo");

**(ii) Ratificar** a contratação da KPMG Auditores Independentes, para proceder à elaboração do laudo de avaliação da SMITA, segundo o critério de valor contábil de seu patrimônio líquido ("Laudo de Avaliação Contábil");

**(iii) Aprovar** o Laudo de Avaliação Contábil, elaborado em 11 de agosto de 2011, com base em balanço patrimonial da SMITA levantado em 31 de julho de 2011, o qual apurou a quantia de R\$ 596.631.045,90 (quinhentos e noventa e seis milhões, seiscentos e trinta e um mil quarenta e cinco reais e noventa centavos) como sendo o valor contábil do acervo líquido da SMITA;

**(iv) Aprovar** a incorporação da SMITA pela ERSA, conforme os termos e condições previamente estabelecidos no Protocolo ("a Incorporação"), com as seguintes consequências: **(a)** absorção da SMITA pela ERSA; **(b)** o aumento do capital social da ERSA, equivalente a R\$ 539.658.003,38 (quinhentos e trinta e nove milhões seiscentos e cinquenta e oito mil três reais e trinta e oito centavos), com emissão de 733.141.077 (setecentas e trinta e três milhões cento e quarenta e uma mil e setenta e sete) novas ações ordinárias, que serão totalmente subscritas pelas acionistas da SMITA, a saber, CPFL Geração e CPFL Brasil, na proporção da participação que ambas detinham na SMITA e **(c)** a mudança da denominação social da ERSA, que passará a ser designada por CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis");

**(v) Aprovar** o aumento do capital social da CPFL Renováveis, no valor de R\$ 384.196.650,00 (trezentos e oitenta e quatro milhões cento e noventa e seis mil seiscentos e cinquenta reais), mediante a emissão de 180.334.222 (cento e oitenta milhões, trezentas e trinta e quatro mil duzentas e vinte e duas) novas ações ordinárias nominativas, pelo preço de emissão de R\$ 2,130470 (dois reais e cento e trinta mil quatrocentos e setenta milionésimos de centavos) por ação, a ser integralmente subscrito por CPFL Geração e CPFL Brasil;

**(vi) Aprovar** a indicação dos representantes da Companhia no Conselho de Administração da CPFL Renováveis;

**(vii) Aprovar** a convocação de Assembleia Geral de Acionistas da Companhia para ratificar a Incorporação ("a Assembleia Ratificadora"), na forma do artigo 256 da Lei 6.404/76.

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada na controlada em conjunto EPASA em 30 de novembro de 2011 foram aprovadas as seguintes matérias:

- Aumento de capital no montante de R\$ 217.895 com a emissão de 217.895 mil ações ordinárias, sendo que uma parcela no montante de R\$ 210.690 foi integralizado com o saldo existente de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital – AFAC e a parcela remanescente de R\$ 7.206 ficou pendente de subscrição exclusiva pelo acionista Aruanã Energia S.A no prazo de 30 dias, prevendo-se o cancelamento de ações não integralizadas com a consequente diluição em relação aos demais acionistas; e
- Redução de capital no montante de R\$ 54.326 sem alteração na quantidade de ações, que foi destinado para absorção do saldo de prejuízo acumulado até 31 de dezembro de 2010.

Respeitado o prazo de 30 dias para a integralização do acionista Aruanã Energia S.A, foi realizada em 06 de janeiro de 2012 uma AGE que ratificou o montante de capital em R\$ 156.413 representado por 210.739.523 ações ordinárias, nominativas, sem valor nominal, totalmente subscrito e integralizado, sendo distribuído entre os acionistas da seguinte forma:

Acionistas	Ações	%
CPFL Geração de Energia S/A	111.152.031	52,75%
DC Energia e Participações S/A	87.287.036	41,42%
Aruanã Energia S/A	6.960.800	3,30%
OZ&M Incorporação, Participação Ltda	5.339.656	2,53%
<b>Total</b>	<b>210.739.523</b>	<b>100,00%</b>

Em 21 de setembro de 2011, a CPFL Brasil cedeu o Contrato de Compra e Venda para aquisição da totalidade das cotas do capital social da Jantus SL ("Jantus") para a controlada em conjunto CPFL Renováveis. Em 20 de dezembro de 2011, a CPFL Renováveis concluiu a aquisição da Jantus, a qual detinha 100% do capital social da SIIF Energies do Brasil Ltda. ("SIIF") e da SIIF Desenvolvimento de Projeto de Energia Eólica Ltda. ("SIIF Desenvolvimento").

### 6.3 - Breve histórico

Assim, através da aquisição das cotas, concluída em 21 de dezembro de 2011, a CPFL Renováveis adquiriu, indiretamente, a totalidade do capital da SIIF e da SIIF Desenvolvimento, com um total de quatro parques eólicos em operação no Estado do Ceará, totalizando capacidade instalada de 210 MW, além de um portfólio de 412 MW em projetos certificados e elegíveis para participação nos próximos leilões de energia e 320 MW em projetos não certificados. Para implementar a referida transação, a CPFL Brasil realizou aumento e integralização de capital social, no montante de R\$ 820.803, na CPFL Renováveis, em dezembro de 2011, com a emissão de novas ações; dessa forma, a CPFL Energia passou a deter indiretamente 63,00% da CPFL Renováveis, através de suas controladas CPFL Geração (35,49%) e CPFL Brasil (27,51%) em dezembro de 2011, conforme previsto no acordo de associação com acionistas da Ersá.

Em 29 de dezembro de 2011, através da nossa controlada em conjunto CPFL Energias Renováveis, adquirimos todas as ações da Santa Luzia Energética S.A. ("Santa Luzia"), representando 100% de seu capital social mediante a assunção de dívidas com o BNDES. Como resultado disso, detemos a pequena central hidrelétrica Santa Luzia, localizada nas cidades de São Domingos e Iguaçú, no Estado de Santa Catarina, com capacidade instalada de 28,5 MW.

#### Eventos Societários de 2012

Em 13 de janeiro de 2012 a controlada em conjunto CPFL Renováveis celebrou contrato de compra e venda de ações com a empresa Cobra Instalaciones Y Servicios S.A., com objetivo de adquirir a 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").

Em março de 2012, a controlada em conjunto CPFL Renováveis celebrou do contrato de compra e venda de ações da sociedade SPE Lacenas Participações, controlada da usina Ester que detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar energia de biomassa com capacidade instalada de 40 MW. A usina Ester tem contrato de energia comercializado no Leilão LFA 2007 de cerca de 7 MW médios, com duração de 15 anos. A energia restante será comercializada no Mercado Livre. Os ativos de cogeração localizam-se no município de Cosmópolis (SP) e encontram-se em operação comercial plena. A aquisição foi concluída em 18 de outubro de 2012.

Em 19 de junho de 2012, a controlada em conjunto CPFL Renováveis celebrou contrato de compra e venda de ações da sociedade BVP S.A., que detém 100% das ações da sociedade Bons Ventos. A Bons Ventos detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar os parques eólicos Taíba Albatroz, Bons Ventos, Enacel e Canoa Quebrada, com capacidade total instalada de 157,5 MW. Estes Parques Eólicos localizam-se no estado do Ceará e se encontram em operação comercial plena, sendo que a totalidade da energia está contratada com a Eletrobrás por 20 anos, através do PROINFA. A transferência do controle da BVP para a controlada em conjunto CPFL Renováveis foi aprovada pela ANEEL, conforme fato relevante em 19 de junho de 2012.

Em 19 de dezembro de 2012, a controlada em conjunto CPFL Renováveis celebrou um contrato com a Equatorial Energia S.A. ("Equatorial") e com o acionista controlador da Equatorial, Jorge Queiroz de Moraes Junior, por meio do qual (i) o Acionista Controlador acordou em transferir o controle acionário detido na Rede Energia S.A. ("Rede") e suas subsidiárias para a Equatorial, e (ii) a Equatorial e a CPFL Energia acordaram a realização de investimentos visando a recuperação de companhias do grupo Rede, incluindo as concessionárias de distribuição de energia elétrica controladas pela Rede que estão sob intervenção da ANEEL. Esta operação está sujeita a determinadas condições, tais como (i) a aprovação pela ANEEL; (ii) a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE; (iii) aprovação pelos credores da Rede e outras companhias do grupo em reabilitação; (iv) aprovação por determinados credores e acionistas minoritários, nos termos dos respectivos contratos; e (v) respectivas aprovações societárias

Em dezembro de 2012, a CPFL Geração foi vencedora do Leilão de Transmissão ANEEL 007/2012, que prevê a construção e operação de uma linha de transmissão de aproximadamente 6,5 km de extensão, além de uma subestação de 440 KV localizada no município de Piracicaba, no Estado de São Paulo. Essa linha será conectada à rede de uma das distribuidoras do grupo CPFL Energia e as obras serão executadas pela controlada CPFL Serviços, o que viabilizou o negócio. Exclusivamente para operar esta concessão vencedora do Leilão, a CPFL Geração constituiu a CPFL Transmissão Piracicaba S.A ("CPFL Transmissão").

#### Eventos Societários de 2013

**6.3 - Breve histórico**

Em 28 de março de 2013 foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária ("AGE") a incorporação pela Companhia do acervo líquido (ativos e passivos) referente a investimento de 27,51% detido pela CPFL Brasil na CPFL Energia Renováveis, passando a Companhia após esta incorporação a deter 63% do capital da CPFL Renováveis.

Para viabilizar a incorporação pela Companhia do passivo com debêntures foi aprovada na Reunião do Conselho de Administração realizada em 28 de março de 2013, a 5ª emissão de debêntures com quantidade de 10.920 e valor de R\$ 1.092.000, sendo respeitadas as mesmas características das originalmente emitidas pela CPFL Brasil no que se refere a custo, data pagamento de juros, vencimento final e garantias. A referida emissão da Companhia foi integralizada pelos antigos detentores das debêntures emitidas pela CPFL Brasil, não havendo movimentação financeira, tendo este ato societário sido aprovado em Assembleia Geral de Debenturistas realizada em 20 de março de 2013.

Esta operação 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, possibilitando a tomada de decisões adequadas a esses investimentos.

### **Eventos Societários de 2014**

Em Assembleia Geral Extraordinária ("AGE") realizada em 31 de janeiro de 2014 na controlada em conjunto EPASA, foi aprovado um aumento de capital no montante de R\$ 65.000, sendo que a Companhia subscreveu e integralizou o montante de R\$ 34.288, proporcional à sua participação no capital social da EPASA.

Aos demais acionistas, foi oferecida a faculdade para o exercício do direito de preferência de subscrição de ações a serem emitidas, em até 30 dias contados a partir da data do Aviso aos Acionistas, publicado em 01 de fevereiro de 2014. Na mesma AGE, a Companhia manifestou seu interesse em subscrever as ações remanescentes, caso não houvesse o exercício do direito de preferência pelos demais acionistas dentro do prazo estipulado. Decorrido o prazo estabelecido, os acionistas Eletricidade do Brasil S.A. e OZ&M Incorporação e Participação Ltda., exerceram parcialmente o direito de preferência na subscrição de ações que lhes era conferido, tendo subscrito e integralizado os montantes de R\$ 14.000 e R\$ 1.000, respectivamente.

Conforme estabelecido em Aviso aos Acionistas, a acionista Eletricidade do Brasil S.A. manifestou seu interesse em subscrever as ações remanescentes, dentro do prazo estipulado no Aviso aos Acionistas publicado em 12 de março de 2014. Em 21 de março de 2014 a Eletricidade do Brasil S.A. e a Companhia realizaram a integralização das ações remanescentes nos montantes de R\$ 4.556 e R\$ 11.156 respectivamente, passando a Companhia a deter 57,13% do capital social da controlada em conjunto EPASA. A variação de participação societária no montante de R\$ 2.002 foi registrada no investimento da Companhia. Ficando assegurado aos demais acionistas, por cláusula prevista em Acordo de Acionistas, o direito de exercer a opção de compra de ações remanescentes, no prazo de 12 meses a contar da data de integralização das ações remanescentes, com o objetivo de recompor sua participação ocasionalmente diluída.

### **Eventos Societários de 2015**

#### **Venda de participação na EPASA**

Em 31 de janeiro de 2014, após realização de aumento de capital na controlada em conjunto EPASA, a CPFL Geração que detinha de 52,75% do capital da controlada em conjunto EPASA passou a deter 57,13% e alguns acionistas tiveram suas participações diluídas, que conforme o Acordo de Acionistas vigente ficou assegurado o direito de recompra de ações por partes destes acionistas com o objetivo de recompor suas participações até 1º de março de 2015. Este direito foi exercido parcialmente pela Eletricidade do Brasil S/A e OZ&M Incorporação e Participação Ltda. até 25 de fevereiro de 2015, que compraram da CPFL Geração 10.704.756 ações ordinárias pelo montante de R\$ 10.455, gerando um resultado positivo de R\$ 3.391 registrado na rubrica "ganho na alienação de ativos não circulantes", mantendo-se inalterada até 31 de março de 2015. Após esta operação societária a composição acionária do empreendimento controlado em conjunto EPASA passou a ser:

**6.3 - Breve histórico**

Acionistas	Posição em 25/02/2015 (*)		Posição em 31/12/2014	
	Ações	Participação - %	Ações	Participação - %
CPFL Geração de Energia S/A	150.941.659	53,34	161.646.415	57,13
Eletricidade do Brasil S/A	118.100.009	41,74	107.903.763	38,13
Aruanã Energia S/A	6.960.800	2,46	6.960.800	2,46
OZ&M Incorporação, Participação Ltda	6.959.277	2,46	6.450.767	2,28
<b>Total</b>	<b>282.961.745</b>	<b>100,00</b>	<b>282.961.745</b>	<b>100,00</b>

(\*) Participação inalterada em 31/03/2015

#### Associação entre CPFL Renováveis e Dobrevê Energia S.A. ("DESA")

Em 17 de fevereiro de 2014, a CPFL Renováveis e a DESA celebraram um acordo de associação, mediante a incorporação pela CPFL Renováveis da WF2 Holding S.A. - ("WF2"), que será detentora da totalidade das ações de emissão da DESA na data de sua incorporação.

Em virtude da incorporação, o patrimônio líquido da CPFL Renováveis será aumentado pela emissão de novas ações da controlada, porém a CPFL Geração se manterá como acionista controlador, detendo mais de 50% de suas ações ordinárias. A consumação da associação está condicionada, ainda, ao resultado satisfatório das auditorias legal, contábil e financeira, de engenharia e ambiental a serem realizadas tanto pela CPFL Renováveis, em relação às operações da DESA, como pela DESA em relação às operações da CPFL Renováveis.

Em 13 janeiro de 2015 foi constituída a CPFL Transmissão Morro Agudo, 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 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.

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.

**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.



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

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

## 7 ATIVIDADES DO EMISSOR

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

A CPFL Geração atua no negócio de geração de energia, a partir de fontes convencionais e renováveis, como concessionária do serviço público e com participação no capital social de outras sociedades.

Em 31 de dezembro de 2016, nossa capacidade instalada em geração convencional de energia elétrica era de 3.259 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") e dois parques eólicos. Em 31 de dezembro de 2016, 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), era de 1.060 MW. Esperamos que a nossa atividade de Geração Renovável alcance uma capacidade instalada de 1.099 MW em 2020.

#### Nossa estratégia

O objetivo geral da nossa controladora CPFL Energia consiste em consolidar a nossa posição de liderança no setor de energia elétrica do Brasil, ao mesmo tempo em que criamos valor para os nossos acionistas. Nossa controladora CPFL Energia busca atingir estas metas nos setores de fontes de geração convencionais e fontes de geração renováveis, buscando eficiência operacional (através de inovação e tecnologia) e crescimento (por meio de sinergias comerciais e novos projetos). Nossas estratégias baseiam-se em disciplina financeira, responsabilidade social e melhoria da governança corporativa. Mais especificamente, nossa abordagem envolve as seguintes estratégias 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 2016, nossa capacidade instalada total consolidada (calculada com base em nossa participação de 51,60% na CPFL Renováveis) foi de 3.259 MW, dos quais 2.199 MW de fontes convencionais e 1.060 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 2016 representa um aumento de 3,0% se comparado à capacidade instalada de 3.164 MW em 31 de dezembro de 2015. Esse crescimento decorreu do início das operações comerciais (i) dos parques eólicos São Benedito e Campo dos Ventos (nove parques eólicos), com capacidade instalada de 231 MW (nossa parcela é de 119 MW); (ii) da PCH Mata Velha, com capacidade instalada de 24 MW (nossa parcela é de 12 MW) e (iii) desconsideração da capacidade instalada da termoeletrica Carioba (36 MW) e PCH Cariobinha (1,3 MW), visto que estas plantas estão inativas. Até o final de 2020, quando esperamos que a PCH Boa Vista e o Parque Eólico Pedra Cheirosa se tornem operacionais, nós esperamos que nossa capacidade instalada alcance 3.297 MW.

Uma porção significativa de nossas usinas de geração possui PPAs a longo prazo, aprovados pela ANEEL, que acreditamos que nos garantirão uma taxa atrativa de retorno sobre o investimento. Também temos uma carteira consolidada de 1.099 MW (calculada com base em nossa participação de 51,60% na carteira total da CPFL Renováveis de 2.199 MW) de projetos de geração renovável a serem desenvolvidos pela CPFL Renováveis nos próximos anos. A 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.

**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 e transmissão. 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 clientes oportunidades adicionais de usufruir as vantagens da economia de escala.

**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 investimos em inovação e tecnologia para melhorar a qualidade de nossos serviços e nossa eficiência operacional, os quais são nossos objetivos constantes.

Além disso, procuramos promover o crescimento em cada um dos nossos segmentos de negócio: Fontes de Geração Convencionais e Fontes de Geração Renováveis.

O crescimento do mercado é fortemente influenciado pelo crescimento econômico, em especial no aumento do emprego, renda, 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.

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 de 2.054 MW (da qual nossa participação é de 1.060 MW) e 75 MW em construção (da qual nossa participação é de 39 MW), assim como buscamos novos projetos.

Em 31 de dezembro de 2016, nossa capacidade instalada era de 3.259 MW. Em 2020, esperamos alcançar uma capacidade instalada de 3.297 MW, quando a PCH Boa Vista II, bem como o parque eólico Pedra Cheirosa I e II entrarem em operação. Nós também temos um portfólio de 2.987 MW (dos quais nossa participação é de 1.542 MW) a ser desenvolvido ao longo dos próximos anos através da CPFL Renováveis. Além disso, nós continuaremos a buscar novos projetos no setor de energia convencional.

### **Geração de Energia Elétrica**

Estamos expandindo ativamente 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 Mecanismo de Realocação de Energia ("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 energia gerada 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 3.259 MW em 31 de dezembro de 2016. A maior parte da eletricidade que produzimos vem das nossas Usinas Hidrelétricas. Nós geramos um total de 13.713 GWh em 2016, 17.066 GWh em 2015 e 13.658 GWh em 2014, após a redução em nossa participação na CPFL Renováveis como resultado de sua oferta pública inicial em 2013 e do acordo com a Arrow em 2014.

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 2016, a Companhia 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 Companhia 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, respectivamente.

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 (anteriormente VBC). 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 Companhia. 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.

**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, financiamento e operação do complexo hidrelétrico CERAN. Os demais acionistas são a CEEE (com 30,0%) e a Statkraft Energias Renováveis S.A. (com 5,0%). O complexo hidrelétrico CERAN consiste de três usinas hidrelétricas: Monte Claro, Castro Alves e 14 de Julho. O complexo hidroelétrico 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 Hidroelétrico CERAN tem capacidade instalada de 360 MW e energia assegurada estimada em 1.515,5 GWh por ano, dos quais nossa participação é de 985 GWh/ano. Vendemos nossa participação na energia assegurada deste complexo a afiliadas de 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 instalada total de 100 MW e uma energia assegurada de 438,0 GWh por ano. Após uma remodelação do Complexo Hidrelétrico CERAN, em 2013, nós instalamos equipamentos na usina de Monte Carlo, para melhorar o fluxo livre de água e assim aumentar a disponibilidade da planta. Contudo, após o monitoramento, esses equipamentos não operaram de forma satisfatória e o projeto foi cancelado. Estamos atualmente avaliando medidas alternativas a fim de aumentar a energia gerada pelo complexo CERAN. Além disso, estão em andamento discussões com a ANEEL e outras entidades do setor de transmissão, referentes às condições sob as quais iremos transferir a Subestação Monte Claro à Rede Básica, o que eliminaria os custos de manutenção e nossa responsabilidade pela operação da Subestação. A partir de 2016, passamos a não incluir Carioba na nossa capacidade instalada, considerando que ela se encontra inativa.

**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 Barra Grande Participações S.A. (9,00%). Vendemos nossa participação na energia assegurada deste complexo para as afiliadas de nosso grupo.

## 7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

**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 (44,76%) 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.

### 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 341,6 MW e energia assegurada de 2.169 GWh. Em 31 de dezembro de 2016, 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 pelas distribuidoras do Grupo CPFL Energia.

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 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 2016, 10 de nossas 50 Pequenas Centrais Hidrelétricas estavam sob a gestão da Companhia e de nossa subsidiária de geração convencional CPFL Centrais Geradoras. Essas dez Pequenas Centrais Hidrelétricas reportaram seus resultados no segmento de Geração Convencional para 2016. 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 e transmissão, 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. Em 10 de outubro de 2012, em antecipação da Lei nº 12.783/13, requisitamos a renovação antecipada das concessões detidas por nossas subsidiárias de distribuição CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista, 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.

## 7.1 Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Adicionalmente, os contratos de concessão de Macaco Branco e Rio Peixe foram transferidos da CPFL Centrais Geradoras para a Companhia em 30 de setembro de 2013.

- 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 seriam extintas sem reversão dos respectivos ativos ao governo.
- A instalação remanescente, Cariobinha, é detida pela Companhia, 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.

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 2016:

	Controladoras	Partic.	Capacidade (MW)		Energia Assegurada (GWh)		Colocada em funcionamento	Término da Concessão
			Nossa Partic.	TOTAL	Nossa Partic.	TOTAL		
<b>Usinas hidrelétricas</b>								
Serra da Mesa	CPFL Geração	51,54%	657,1	1.275,0	3.029,5	5.878,0	1998	2028 <sup>(1)</sup>
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 Chapeco	Chapecoense	51%	436,1	855,0	1.930,0	3.784,3	2010	2036
<b>SUBTOTAL – Usinas hidrelétricas</b>			<b>1.991,0</b>		<b>8.710,8</b>			
<b>Usinas termelétricas</b>								
Carioba	CPFL Geração	100%	-	-	-	-	1954	2027 <sup>(2)</sup>
<b>Instalações EPASA:</b>								
Termonordeste	CPFL Geração	53,34% <sup>(4)</sup>	91,1	170,8	578,5	1.084,5	2010	2042
Termoparaíba	CPFL Geração	53,34% <sup>(4)</sup>	91,1	170,8	578,9	1.084,5	2011	2042
<b>SUBTOTAL – Usinas termelétricas</b>			<b>182,2</b>		<b>1.157,4</b>			
<b>Pequenas Centrais Hidrelétricas</b>								
Cariobinha	CPFL Geração	100%	-	-	-	-	N/A	2027 <sup>(2)</sup>
Lavrinha	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,3	0,3	2,1	2,1	N/A	<sup>(3)</sup>
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	<sup>(3)</sup>
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	<sup>(3)</sup>
São José	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,8	0,8	2,1	2,1	N/A	<sup>(3)</sup>
São Sebastião	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,7	0,7	4,6	4,6	N/A	<sup>(3)</sup>
Turvinho	CPFL Centrais Geradoras	100%	0,8	0,8	2,2	2,2	N/A	<sup>(3)</sup>
<b>SUBTOTAL – Pequenas centrais hidrelétricas</b>			<b>24,4</b>		<b>84,0</b>			
<b>TOTAL – Geração Convencional</b>			<b>2.197,6</b>		<b>9.952,2</b>			

- (1) A concessão para Serra da Mesa é detida por Furnas. Em 30 de maio de 2014, a concessão detida por Furnas foi prorrogada até 12 de novembro de 2039. Temos um direito contratual a 51,54% da Energia Assegurada dessas instalações, sob um contrato de arrendamento de 30 anos.
- (2) Usinas inativas.
- (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 2016, 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 ERSa, que detém nossas subsidiárias envolvidas na geração de energia proveniente de fontes renováveis. Através da CPFL Renováveis, em agosto de 2011, nos tornamos o maior grupo de geração de energia renovável no Brasil em termos de capacidade



instalada e capacidade em construção, de acordo com a ANEEL. Nós consolidamos totalmente a CPFL Renováveis em nossas demonstrações financeiras desde 1º de agosto de 2011. A CPFL Renováveis realizou sua oferta pública inicial em julho de 2013, resultando em uma diminuição da nossa participação de 63% para 58,84%. Em 1º de outubro de 2014, a CPFL Renováveis adquiriu 100% das ações da DESA por meio da emissão de ações da CPFL Renováveis, resultando na diminuição de nossa participação societária na CPFL Renováveis de 58,84% para 51,60%.

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 quatro principais segmentos do setor de geração de energia renovável no Brasil: Pequenas Centrais Hidrelétricas, usinas eólicas, usinas termelétricas a biomassa e usinas de energia solar fotovoltaicas. 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 capacidade da usina em questão ao invés de nossa parte consolidada de tal energia, que reflete nossa participação na usina:

- 28 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 26,5 MW, que está em construção e com início de operações estimado para 2020.
- 45 subsidiárias envolvidas na geração de energia elétrica proveniente de fontes eólicas. Deste total, 43 são parques operacionais, localizados nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul, e têm total de capacidade instalada de 1.260,2 MW. Os 2 parques restantes estão em construção, com início de operações previsto para ocorrer em 2018 e deverão ter capacidade instalada total de aproximadamente 48 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 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 MW. 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 5MW e 30MW 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, 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.

## 7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

### **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) o rápido licenciamento ambiental, (ii) o 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 185,7 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 71,7 GWh em vigor até 2030 e a energia foi inteiramente vendida para a CPFL Brasil.

**CPFL Bio Pedra.** Em março de 2010, a CPFL Bio Pedra, que criamos para desenvolver projetos de geração de energia elétrica usando bagaço de cana de açúcar, assinou um contrato de parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial para desenvolver novos projetos de geração a biomassa. A CPFL Bio Pedra, localizada na cidade de Serrana, no estado de São Paulo, iniciou as operações em maio de 2012 com uma capacidade instalada total de 70 MW e uma Energia Assegurada de 213,7 GWh. A energia elétrica da 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 Avai, no estado do Paraná, e suas operações iniciaram em 28 de agosto de 2013. A capacidade instalada total da UTE Alvorada é de 50 MW e sua Energia Assegurada é de 157,7 GWh. Este projeto possui um contrato de aquisição de energia 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 27 de novembro de 2012, com uma capacidade instalada de 1.1 MW. Esperamos que Tanquinho gere aproximadamente 1.6 GWh ao ano.

### **Parques Eólicos**

Energia eólica é derivada da força do vento passando sobre as lâminas de uma turbina eólica, 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 dois 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 10,6 GW, em dezembro de 2016, 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 43 parques eólicos sob o regime de autorização, localizados nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul.

**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 contrato de aquisição de energia 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 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 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 19 de 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 Companhia 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 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.

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 2016:

## 7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

	Capacidade (MW)		Energia Assegurada (GWh)		Colocada em	Atualização da instalação	Término da Concessão
	Nossa part.	TOTAL	Nossa part.	TOTAL	Funcionamento		
<b>Pequenas Centrais Hidrelétricas:</b>							
Alto Irani .....	10,8	21,0	61,9	120,0	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	35,1	68,1	2010		2032
Barra da Paciência.....	11,9	23,0	67,3	130,4	2011		2029
Buritís.....	0,4	0,8	1,6	3,1	1922		2027 <sup>(1)</sup>
Capão Preto.....	2,2	4,3	10,3	20,0	1911	2008	2027
Chibarro .....	1,3	2,6	7,3	14,1	1912	2008	2027
Cocais Grande.....	5,2	10,0	22,0	42,6	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	31,6	61,2	1926	2002	2027
Eloy Chaves.....	9,7	18,8	52,4	101,5	1954	1993	2027
Esmeril .....	2,6	5,0	13,0	25,2	1912	2003	2027
Figueirópolis .....	10,0	19,4	56,5	109,5	2010		2034
Gavião Peixoto .....	2,5	4,8	17,3	33,5	1913	2007	2027
Guaporé.....	0,4	0,7	2,5	4,9	1950		(2)
Jaguari .....	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 <sup>(2)</sup>
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
Paíol .....	10,3	20,0	49,8	96,5	2010		2032
Pinhal .....	3,5	6,8	16,7	32,4	1928	1993	2027
Pirapó.....	0,4	0,8	2,6	5,1	1952		(2)
Plano Alto.....	8,3	16,0	44,1	85,5	2008		2032
Saltinho.....	0,4	0,8	3,3	6,4	1950		(2)
Salto Góes.....	10,3	20,0	50,2	97,2	2012		2040
Salto Grande.....	2,4	4,6	11,7	22,6	1912	2003	2027
Santa Luzia.....	14,7	28,5	83,3	161,4	2007		2037
Santana.....	2,2	4,3	11,8	22,9	1951	2002	2027
São Gonçalo .....	5,7	11,0	34,4	66,6	2010		2030
São Joaquim .....	4,2	8,1	22,9	44,4	1911	2002	2027
Socorro.....	0,5	1,0	1,4	2,7	1909	1994	2027 <sup>(1)</sup>
Três Saltos .....	0,3	0,6	1,9	3,8	1928		2027 <sup>(1)</sup>
Varginha.....	4,6	9,0	24,4	47,2	2010		2029
Várzea Alegre.....	3,9	7,5	22,1	42,7	2011		2029
<b>SUBTOTAL – Pequenas Centrais Hidrelétricas – Nossa participação .....</b>	<b>218</b>	<b>423</b>	<b>1.065</b>	<b>2.063</b>			
<b>Usinas Termelétricas a Biomassa:</b>							
Baldin (CPFL Bioenergia).....	23,2	45,0	57,9	112,1	2010		2039
Bio Alvorada.....	25,8	50,0	81,5	157,9	2013		2042
Bio Buriti .....	25,8	50,0	95,0	184,1	2011		2040
Bio Coopcana .....	25,8	50,0	81,6	158,0	2013		2042
Bio Ester.....	20,6	40,0	46,1	89,4	2010		2029
Bio Formosa .....	20,6	40,0	49,7	96,4	2011		2032
Bio Ipê .....	12,9	25,0	37,0	71,7	2012		2040
Bio Pedra.....	36,1	70,0	110,3	213,7	2012		2046
<b>SUBTOTAL – Usinas Termelétricas a Biomassa – Nossa participação .....</b>	<b>191</b>	<b>370</b>	<b>560</b>	<b>1.085</b>			
<b>Parques Eólicos</b>							
Atlântica I.....	15,5	30,0	59,2	114,8	2014		2046
Atlântica II.....	15,5	30,0	58,3	113,0	2014		2046
Atlântica IV.....	15,5	30,0	58,8	113,9	2014		2046
Atlântica V.....	15,5	30,0	61,9	120,0	2014		2046
Bons Ventos .....	25,8	50,0	74,0	143,4	2010		2033
Campo dos Ventos I.....	13,0	25,2	61,5	119,1	2016		2046
Campo dos Ventos II.....	15,5	30,0	67,8	131,4	2013		2046
Campo dos Ventos III.....	13,0	25,2	60,6	117,4	2016		2046
Campo dos Ventos V.....	13,0	25,2	59,2	114,8	2016		2046
Canoa Quebrada .....	29,4	57,0	108,8	210,9	2010		2032
Canoa Quebrada (Rosa dos Ventos) .....	5,4	10,5	1,7	3,3	2014		2032
Costa Branca.....	10,7	20,7	44,3	85,8	2014		2046
Enacel.....	16,3	31,5	46,2	89,6	2010		2032
Eurus I.....	15,5	30,0	70,1	135,8	2014		2046
Eurus III .....	15,5	30,0	72,8	141,0	2014		2046
Eurus VI.....	4,1	8,0	14,3	27,7	2011		2045
Foz do Rio Choró.....	13,0	25,2	33,3	64,6	2009		2032
Icaraizinho.....	28,2	54,6	99,8	193,4	2009		2032
Juremas .....	8,3	16,1	34,4	66,6	2014		2046
Lagoa do Mato.....	1,7	3,2	0,7	1,4	2014		2032
Macacos .....	10,7	20,7	44,3	85,8	2014		2046
Morro dos Ventos I.....	14,9	28,8	61,1	118,3	2014		2045
Morro dos Ventos III.....	14,9	28,8	62,9	121,8	2014		2045
Morro dos Ventos IV.....	14,9	28,8	61,9	120,0	2014		2045
Morro dos Ventos VI.....	14,9	28,8	59,2	114,8	2014		2045
Morro dos Ventos IX.....	15,5	30,0	64,7	125,3	2014		2045
Morro dos Ventos II.....	15,1	29,2	69,2	134,0	2015		2047
Paracuru.....	13,0	25,2	56,9	110,2	2008		2032
Pedra Preta .....	10,7	20,7	46,6	90,2	2014		2046
Praia Formosa.....	54,2	105,0	130,4	252,6	2009		2032
Santa Clara I .....	15,5	30,0	62,0	120,1	2011		2045
Santa Clara II .....	15,5	30,0	57,7	111,8	2011		2045

**7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas**

	Capacidade Instalada		Energia Assegurada		Colocada em Operação	Atualização da instalação	Término da Concessão
	Nossa part.	TOTAL	Nossa part.	TOTAL			
Santa Clara III.....	15,5	30,0	56,6	109,6	2011		2045
Santa Clara IV.....	15,5	30,0	55,6	107,8	2011		2045
Santa Clara V.....	15,5	30,0	56,1	108,7	2011		2045
Santa Clara VI.....	15,5	30,0	55,6	107,7	2011		2045
Taiba.....	8,5	16,5	30,3	58,8	2008		2032
Ventos de São Benedito.....	15,2	29,4	68,5	132,7	2016		2032
Ventos de Santo Dimas.....	15,2	29,4	68,5	132,7	2016		2032
Ventos de São Martinho.....	7,6	14,7	292,1	565,9	2016		2032
Ventos de Santa Mônica.....	15,2	29,4	68,5	132,7	2016		2032
Ventos de Santa Úrsula.....	14,1	27,3	68,5	132,7	2016		2032
<b>SUBTOTAL Parques Eólicos – Nossa participação.....</b>	<b>651</b>	<b>1.260</b>	<b>2.612</b>	<b>5.060</b>			
<i>Usina de energia solar:</i>							
Tanquinho.....	0,6	1,1	1,0	1,7	2012		-
<b>SUBTOTAL – Usina de energia solar – Nossa participação.....</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>			
<b>TOTAL (apenas nossa participação).....</b>	<b>1.060</b>	<b>2.054</b>	<b>4.236</b>	<b>8.208</b>			

(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 1.000 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 3.000 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.

**Expansão da Capacidade de Geração.**

Apesar da queda de 0,9% no consumo em 2016, decorrente do cenário econômico desafiador, espera-se que a demanda de energia volte a crescer nos próximos anos, 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 PCH Boa Vista II, assim como o parque eólico Pedra Cheirosa, que deverá ter uma Capacidade Instalada de 75 MW (da qual nossa parte consolidada será 39 MW). Esperamos que a capacidade de geração desses empreendimentos se torne plenamente operacional ao final de 2020.

A tabela a seguir demonstra as informações relacionadas aos nossos projetos de geração renovável, em construção:

Usinas em desenvolvimento	Capacidade Instalada Estimada (MW)	Energia Assegurada Estimada (GWh/ano)	Início da Construção	Início Esperado das Operações	Nossa Participação (%)	Capacidade Instalada Estimada Disponível (MW)	Energia Assegurada Estimada Disponível para nós (GWh/ano)
Complexo Pedra Cheirosa (2 sociedades) <sup>(1)(2)</sup>	48	229	2016	2018	51,60	25	118
Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Boa Vista II (1 sociedade)	26,5	130	2015	2020	51,60	13	64
<b>TOTAL</b>	<b>74</b>	<b>351</b>				<b>38</b>	<b>181</b>

(1) Pedra Cheirosa I e II

(2) Este projeto foi revisto e a Capacidade Instalada foi alterada de 51 MW para 48 MW. A despeito da capacidade instalada inferior, geradores mais eficientes produzirão o mesmo volume de energia elétrica.

**Pedra Cheirosa.** O Complexo Pedra Cheirosa está localizado no estado do Ceará. O completo Pedra Cheirosa é composto pelos parques eólicos Pedra Cheirosa I e Pedra Cheirosa II, que devem ter uma Capacidade Instalada total de 51,3 MW e Energia Assegurada total de 228,6 GWh/anual. Os contratos decorrentes desta operação serão realizados com os distribuidores de energia elétrica que declararam-se a ser compradores de energia no leilão. A duração destes contratos será de 20 anos, e o início do suprimento de energia ocorrerá em 1º de janeiro de 2018. Os lotes foram vendidos com um preço médio de R\$125,04 por MWh, com ajuste anual do IPCA.

**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 26 MW e uma Energia Assegurada total de 123 GWh/ano. A energia foi vendida por meio do Leilão A-5/2015, realizado em 2015.

**Concorrência**

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

Segundo a legislação brasileira e nossos contratos de concessão, todas as nossas autorizações e concessões hidrelétricas podem ser renovadas uma vez, desde que haja aprovação do Ministério das Minas e Energia ou da ANEEL, na qualidade

**7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas**

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. 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.

### **Sazonalidade**

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 PCH's, que estão localizadas no Estado de São Paulo, assim como a UHE Serra da Mesa, que se localiza no Estado de Goiás, seguem o regime hidrológico das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, com período úmido compreendido entre os meses de dezembro a abril e período seco de maio a novembro. Já as UHE's Monte Claro, Barra Grande, Campos Novos, Castro Alves, PCH's 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.

### **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.

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

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

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

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

- a. **características do processo de produção;**
- b. **características do processo de distribuição;**
- c. **características dos mercados de atuação, em especial:**
  - i. **participação em cada um dos mercados;**
  - ii. **condições de competição nos mercados;**
- d. **eventual sazonalidade;**
- 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;**
  - ii. **eventual dependência de poucos fornecedores;**
  - iii. **eventual volatilidade em seus preços.**

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

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

- a) montante total de receitas provenientes do cliente;**
- b) segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente.**

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



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

- a) necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações;**
  - b) política ambiental do emissor e custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental e, se for o caso, de outras práticas ambientais, inclusive a adesão a padrões internacionais de proteção ambiental;**
- dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades.**

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

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

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

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

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

**7.8 Em relação a políticas socioambientais, indicar.**

- a) se o emissor divulga informações socioambientais;**
- b) a metodologia seguida na elaboração dessas informações;**
- c) se essas informações são auditadas ou revisadas por entidade independente;**
- d) a página na rede mundial de computadores onde podem ser encontradas essas informações.**

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

## 7.9 Outras informações relevantes

### 7.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

#### O Setor Elétrico Brasileiro

Segundo a ANEEL, em 31 de dezembro de 2016, a Capacidade Instalada de geração de energia no Brasil era de 150.390 MW. Historicamente, aproximadamente 65% do total da Capacidade Instalada no Brasil provém de Usinas Hidrelétricas. Grandes Usinas Hidrelétricas tendem a estar mais distantes de centros de consumo. Isso requer a construção de grandes linhas de transmissão em alta e extra-alta tensão (230 kV a 750 kV) que frequentemente cruzam o território de vários estados. O Brasil tem um robusto sistema de rede elétrica, com mais de 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 reduziu em 0,9% em 2016, alcançando 464.001 GWh. O MME e a EPE estimam que o consumo de eletricidade cresça 4% por ano, contudo, até 2024. 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 206,4 GW até 2024, dos quais 117,0 GW (56,7%) corresponderão à geração hidrelétrica, 33,0 GW (16,0%) à geração termelétrica e nuclear e 56,4 GW (27,3%) aos outros recursos renováveis.

Atualmente, cerca de 31% da Capacidade Instalada no Brasil é de propriedade da Eletrobrás, uma sociedade de economia mista e companhia de capital aberto controlada pelo governo brasileiro. Somos o terceiro maior concorrente privado no setor de geração de energia, com 2,2% de participação no mercado.

#### Principais Autoridades Regulatórias

##### ***Ministério de Minas e Energia - MME***

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

##### ***Conselho Nacional de Política Energética - CNPE***

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

##### ***Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL***

A ANEEL é uma autarquia federal autônoma cuja principal responsabilidade é regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME, junto com outras questões a ela delegadas pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras: (i) fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica; (ii) promulgação de atos regulatórios para o setor elétrico; (iii) implementação e regulação da exploração das fontes de energia, inclusive da utilização de energia hidrelétrica; (iv) promoção do processo licitatório para novas concessões; (v) solução de litígios 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***

### **7.9 - Outras informações relevantes**

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 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 PROINFA, programa destinado a diversificar as fontes de energia do Brasil; (iii) da Usina de Itaipu; (iv) de leilões administrados pelas distribuidoras, se o mercado que elas fornecem não for superior a 500 GWh/ano; e (v) de usinas hidrelétricas cujas concessões foram renovadas pelo governo nos termos da Lei nº 12.783/13 (nesse último caso, em "cotas de energia" distribuídas entre companhias distribuidoras pelo governo brasileiro, com preço determinado pelo MME/ANEEL). A energia elétrica gerada por Itaipu continua a ser vendida pela Eletrobrás às concessionárias de distribuição que operam no Sistema Interligado Nacional Sul/Sudeste/Centro-Oeste, embora nenhum contrato específico tenha sido firmado por essas concessionárias. O preço pelo qual a energia elétrica gerada em Itaipu é comercializada é denominado em dólar norte-americano e estabelecido de acordo com tratado celebrado entre o Brasil e Paraguai. Em consequência, o preço da energia elétrica de Itaipu aumenta ou diminui de acordo com a variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar norte-americano. As alterações no preço de venda da energia elétrica gerada em Itaipu estão sujeitas, no entanto, ao mecanismo de recuperação dos custos da Parcela A, exposto abaixo em "- Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica".

### ***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.

## **7.9 - Outras informações relevantes**

### ***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 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.

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 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 será corrigido anualmente pela variação do IPCA. Contudo, fazemos uso de outros indicadores para correção do preço dos nossos CCEARs, tais como o preço dos combustíveis. As distribuidoras oferecem garantias financeiras para as geradoras (principalmente valores a receber do serviço de distribuição) a fim de garantir suas obrigações de pagamento nos termos do CCEAR.

### **O Valor Anual de Referência**

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\$ 533,82, de acordo com a Resolução da ANEEL nº 2.190/2016. Antes de tal resolução, o valor máximo do PLD era de R\$ 422,56 (Resolução nº 2.002/2015) e R\$ 388,48 (Resolução nº 1.832/2014).

### **Convenção de Comercialização de Energia Elétrica**

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

7.9 - Outras informações relevantes

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 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

7.9 - Outras informações relevantes

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.

### **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;

## 7.9 - Outras informações relevantes

depreciação destes ativos:

- despesas operacionais relacionadas à operação destes ativos, e
- receitas incobráveis;

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.

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.

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. Desde 2015, a ANEEL revisa periodicamente as metodologias subjacentes aplicáveis ao setor de energia elétrica, com base em cada item, sendo que 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.

### 7.9 - Outras informações relevantes

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 verde (normal), amarela (alerta) e 2 níveis de vermelho (crítico nível 1 ou 2). As receitas cobradas no âmbito do sistema de bandeira tarifária são cobradas pelas empresas de distribuição e transferidas para uma Conta de Centralização de Recursos de Bandeira Tarifária administrada pela CCEE, cujos rendimentos são pagos para as distribuidoras com base nos seus custos de energia relativos ao período.

Devido às condições hidrológicas desfavoráveis que têm sido observadas desde 2013, as bandeiras tarifárias vermelhas foram aplicadas desde a introdução deste sistema em janeiro de 2015 e até fevereiro de 2016. Considerando a melhoria no cenário nas condições hidrológicas observadas no começo de 2016, a bandeira amarela foi aplicada para o mês de março e a bandeira verde foi aplicada praticamente de forma ininterrupta até fevereiro de 2017, com exceção da bandeira amarela em novembro de 2016. Em março de 2017, foi aplicada a bandeira amarela e em abril de 2017 a bandeira vermelha, por conta do início do período de seca. 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%<sup>1</sup> se aplica aos valores da TUSD devida por (i) Pequenas Centrais Hidrelétricas com capacidade entre 3.000 kW e 30.000 kW<sup>2</sup>; (ii) Usinas Hidrelétricas com capacidade de até 3.000 kW; (iii) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou a biomassa) com capacidade de até 30.000 kW<sup>3</sup> e (iv) geradores de energia alternativa com capacidade superior a 30.000 kW e até 300.000 kW que sejam autorizados e/ou vencedores de leilão de energia nova a partir de 1º de janeiro de 2016. 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

<sup>1</sup> Para os empreendimentos com base em fonte solar que entrem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, o percentual de redução será de 80% (oitenta por cento) aplicável nos 10 (dez) primeiros anos de operação da central geradora, aplicando-se o desconto de 50% para os anos subsequentes.

<sup>2</sup> Empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 5.000 kW até 50.000 kW, ainda que não configurem uma Pequena Central Hidrelétrica, têm direito a redução de 50% nas tarifas, limitada sua aplicação a 30.000kW.

<sup>3</sup> Geradores de energia alternativa com potência até 50.000 kW têm direito a redução de 50% nas tarifas, limitada sua aplicação a 30.000kW.

## **7.9 - Outras informações relevantes**

### ***Encargo de Energia de Reserva - EER***

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

### ***Fundo RGR e UBP***

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

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

### ***Conta de Desenvolvimento Energético - CDE***

Em 2002, o governo brasileiro instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, que é suprida por meio de pagamentos anuais efetuados por concessionárias a título de uso do bem público, multas 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 nº 12.783/13. Desde 23 de janeiro de 2013 (Decreto nº 7.891/13), a CDE subsidia o desconto de certas categorias de consumidores, tais como Consumidores Especiais, consumidores rurais, concessionárias de distribuição e permissionárias, entre outros. Pelo Decreto 7.945 de 7 de março de 2013, o governo brasileiro decidiu usar a CDE para subsidiar: (i) a parte dos custos de energia de geração térmica adquiridas pelas distribuidoras em 2013; (ii) riscos hidrológicos das concessões de geração renovadas pela lei 12.783/13; (iii) 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 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.

## 7.9 - Outras informações relevantes

### ***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 6,75% 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.

### **Generating Scaling Factor ("GSF")**

O GSF é um índice que compara a soma do volume de energia gerada pelas empresas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia, ou MRE e o volume de Energia Assegurada que elas estão obrigadas a entregar por contrato. Se o índice GSF for inferior a 1,0, ou seja, caso esteja sendo gerada menos energia do que a Energia Assegurada total, as empresas hidrelétricas devem comprar energia no mercado spot para cobrir a carência de energia e cumprir os volumes de Energia Assegurada, nos termos do MRE. De 2005 a 2012, o GSF permaneceu acima de 1,0. O GSF começou a decrescer em 2013, piorando em 2014, quando permaneceu abaixo de 1,0 por todo o ano. Em 2015, o GSF variou entre 0,783 e 0,825, exigindo que as geradoras de energia elétrica adquirissem energia no mercado spot, incorrendo, portanto, em custos significativos.

Subsequentemente às discussões mantidas entre as empresas geradoras e o governo brasileiro sobre esses custos, o governo emitiu a Lei Federal nº 13.203, em 8 de dezembro de 2015. Essa lei abordou o risco GSF separadamente para o Mercado Regulado e Mercado Livre. Para o Mercado Regulado, a Lei Federal nº 13.203/15 permitiu que as empresas de geração renegociassem seus contratos de energia, estabelecendo um teto para o custo GSF a um prêmio de risco de R\$9,50/MWh por ano, até o final do contrato de compra de energia ou término da concessão, o que ocorresse primeiro. Esse prêmio de risco será pago à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, ou CCRBT.

Em dezembro de 2015, nossas subsidiárias de geração Ceran 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. Portanto, o risco hidrológico foi transferido para a conta centralizadora das bandeiras.

Para mais informações referentes ao GSF e à Lei Federal no. 13.203/15, consulte a nota 24.1 de nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas.

## **7.9 - Outras informações relevantes**



**8 Negócios Extraordinários****8.1 Indicar a aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal dos negócios do emissor:**

Não houve nenhuma aquisição não enquadrada na operação normal nos negócios da Companhia.

## **8.2 Indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor**

Não houve alterações significativas na forma de condução do negócio da Companhia.

**8.3 Indicar 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 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

Não houve negócios extraordinários nos últimos três exercícios sociais.

**9 ATIVOS RELEVANTES****9.1 Descrever os bens do ativo não-circulante relevantes para o desenvolvimento das atividades do emissor, indicando em especial:**

- a) ativos imobilizados, inclusive aqueles objeto de aluguel ou arrendamento, identificando a sua localização
- b) ativos intangíveis, tais como patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia, nome de domínio na rede mundial de computadores, informando:
  - i. duração;
  - ii. eventos que podem causar a perda dos direitos relativos a tais ativos; e
  - iii. possíveis consequências da perda de tais direitos para o emissor;
- c) as sociedades em que o emissor tenha participação e a respeito delas informar:
  - i. denominação social;
  - ii. sede;
  - iii. atividades desenvolvidas;
  - iv. participação do emissor;
  - v. se a sociedade é controlada ou coligada;
  - vi. se possui registro na CVM;
  - vii. valor contábil da participação;
  - viii. valor de mercado da participação conforme a cotação das ações na data de encerramento do exercício social, quando tais ações forem negociadas em mercados organizados de valores mobiliários;
  - ix. valorização ou desvalorização de tal participação, nos 3 últimos exercícios sociais, de acordo com o valor contábil;
  - x. valorização ou desvalorização de tal participação, nos 3 últimos exercícios sociais, de acordo com o valor de mercado, conforme as cotações das ações na data de encerramento de cada exercício social, quando tais ações forem negociadas em mercados organizados;
  - xi. montante de dividendos recebidos nos 3 últimos exercícios sociais; e
  - xii. razões para aquisição e manutenção de tal participação.

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

## **9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados**

### **Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

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

## **9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis**

### **Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

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

## **9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades**

### **Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

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



## **9.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes**

Todas as informações pertinentes aos principais ativos já foram divulgadas no Formulário de Referência da controladora CPFL Energia.

**10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais****10. COMENTÁRIOS DOS DIRETORES****10.1 Os diretores devem comentar sobre:**

As demonstrações financeiras consolidadas de 2016, 2015 e 2014 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****• 2016**

No início de julho de 2016, a CPFL Energia foi informada por um de seus acionistas controladores, a Camargo Corrêa S.A., que está 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.

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 final de 2016, a dívida financeira bruta (incluindo a posição líquida dos derivativos) da Companhia atingiu R\$ 10.885 milhões, apresentando um aumento de 13,2%. As disponibilidades totalizaram R\$ 1.944 milhões, um aumento de 58,7%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 8.941 milhões, registrando um aumento de 6,5%. Comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 4,16, uma redução de 5,8% em relação a 2015. 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 1,00 e 0,28 ao final de 2016 (redução de 20,5% no índice de liquidez corrente e aumento de 15,9% no índice de liquidez geral, em relação a 2015). Este resultado foi obtido basicamente devido (i) a uma redução no superávit do capital de giro de R\$ 419 milhões (ver os motivos descritos no item 10.1.c), compensado por (ii) um aumento do realizável de longo prazo líquido de R\$ 349 milhões decorrente principalmente do aumento do endividamento.

Em 2016 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,08, apresentando um aumento quando comparado 0,05 de 2015. O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 374 milhões, com aumento de R\$ 128 milhões comprado ao lucro líquido de 2015, refletindo principalmente o aumento de 11,8% no EBITDA (R\$ 223 milhões). Os motivos desta variação estão descritos na Variação da Demonstração do Resultado no item 10.1.h.

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

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

### • 2015

O ano de 2015 para o segmento de geração de energia começou com a necessidade de superação em relação a alguns obstáculos, principalmente o risco de racionamento e a necessidade de uma solução para o GSF (Generation Scalling Factor) que estava afetando o caixa das empresas geradoras de energia. E o resultado visto foi um desfecho positivo desses dois problemas ao longo do último ano.

O risco de racionamento no começo de 2015 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.

Do ponto de vista regulatório, o tema que moveu o setor foi a repactuação do risco hidrológico dos geradores (GSF), que foi conquistada 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.

A CPFL Geração compreende os grandes empreendimentos hidrelétricos do grupo CPFL Energia, bem como as térmicas a óleo combustível, além de 3 PCHs (Rio do Peixe I, Rio do Peixe II e Macaco Branco) transferidas da CPFL Centrais Geradoras em setembro de 2015. A capacidade instalada da CPFL Geração é de 2.132 MW.

A CPFL Geração também detém 51,6% da CPFL Renováveis, que é líder no segmento de energia renovável. Em 31 de dezembro de 2015, o portfólio da CPFL Renováveis totalizava 1.802 MW de capacidade instalada em operação e 333 MW em construção. Em 2015, 29 MW foram agregados à capacidade instalada da CPFL Renováveis, relacionados à entrada em operação do parque eólico Morro dos Ventos II.

No final de 2015, a dívida financeira bruta (incluindo a posição líquida dos derivativos) da Companhia atingiu R\$ 9.595 milhões, apresentando um aumento de 0,7%. As disponibilidades totalizaram R\$ 1.225 milhões, uma redução de 5,2%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 8.370 milhões, registrando um aumento de 1,6%. Comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 4,42, uma redução de 27,5% 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 1,26 e 0,24 ao final de 2015 (aumentos de 4,3% e 11,9% em relação a 2014, respectivamente). Este resultado foi obtido basicamente devido (i) a um aumento no superávit do capital de giro de R\$ 82 milhões (ver os motivos descritos no item 10.1.c) e (ii) um aumento do realizável de longo prazo líquido de R\$ 49 milhões decorrente principalmente do aumento do endividamento.

Em 2015 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,05, apresentando um aumento quando comparado - 0,01 de 2014. O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 246 milhões, com aumento de R\$ 289 milhões comprado ao prejuízo líquido de 2014, refletindo principalmente o aumento de 40,3% no EBITDA (R\$ 544 milhões). Os motivos desta variação estão descritos na Variação da Demonstração do Resultado no item 10.1.h.

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

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

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

### • 2014

Em 2014, o setor elétrico passou por mais um ano de volatilidade e grandes desafios. A hidrologia fraca, dentre outros fatores, levou os reservatórios ao menor nível da história ao final do período seco, em novembro. Consequentemente, o Operador Nacional do Sistema (ONS), manteve o pleno despacho térmico e o preço de curto prazo (PLD) bateu seu recorde de alta histórica, ficando a maior parte do ano no teto de R\$ 822,83/MWh.

A geração convencional sofreu com os efeitos da GSF (Generation Scalling Factor), já que o pleno despacho térmico e a energia de reserva deslocam a geração hidráulica. Assim, a energia assegurada nas usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) não foi atingida, fazendo-se necessária a compra de energia pelos geradores hidráulicos que precisaram honrar sua energia contratada. Para mitigar a volatilidade e aumentar a previsibilidade dos fluxos de caixa, recontratamos a energia proveniente da Usina Hidroelétrica Serra da Mesa (Semesa) em abril de 2014 até o final do direito de exploração desta parcela de energia pela CPFL Geração em 2028.

Na geração renovável, os destaques positivos ficam por conta da conclusão da aquisição de Rosa dos Ventos (que detém autorizações outorgadas pela ANEEL para explorar os parques eólicos Canoa Quebrada e Lagoa do Mato), do início das operações comerciais dos complexos eólicos de Atlântica e Macacos I, que somaram mais 198,2 MW ao parque gerador da Companhia. Considerando também a associação com a Dobrevê Energia S.A. (DESA), que agregou 277,6 MW de capacidade instalada em operação, a CPFL Renováveis conta agora com 1.773 MW de capacidade instalada.

No final de 2014, a dívida financeira bruta (incluindo a posição líquida dos derivativos) da Companhia atingiu R\$ 9.527 milhões, apresentando um aumento de 12,2%. As disponibilidades totalizaram R\$ 1.292 milhões, um aumento de 5,4%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 8.325 milhões, registrando um aumento de 13,3%. Comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 10,51, um aumento de 14,3% em relação a 2013. 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 1,20 e 0,22 ao final de 2014 (diminuição de 11,4% e 1,4% em relação a 2013, respectivamente). Este resultado foi obtido principalmente pelo aumento do endividamento líquido de R\$ 969 milhões, resultado principalmente da incorporação de dívida pela aquisição da Rosa dos Ventos e da DESA de R\$ 1.010 milhões pela CPFL Renováveis, associado à incorporação de R\$ 1.345 milhões de imobilizado.

Em 2014 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de -0,01, redução de 115,2% em relação a 2013. O Prejuízo Líquido apurado de R\$ 43 milhões, apresentando uma redução de R\$ 287 milhões em comparação ao lucro do ano anterior, conforme razões descritas no item 10.1.h, variação da Demonstração do Resultado. O ano de 2015 será novamente um ano de muito trabalho dada à desaceleração econômica do Brasil e as desafiadoras condições hidrológicas. Mas os consistentes resultados operacionais e econômico-financeiros alcançados pela Companhia nos fazem certos de que nossa estratégia sólida e cautelosa tem criado valor para os acionistas e melhorado os serviços e produtos oferecidos para os nossos clientes.

### **Desempenho e Resultados de 2016**

**Receita operacional:** Em 2016, a CPFL Geração alcançou receita líquida de R\$ 2.681 milhões, um aumento de 7,5% (R\$ 187 milhões).

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

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 2.116 milhões, aumento de 11,8% (R\$ 223 milhões), devido principalmente: (i) do aumento da 7,5% (R\$ 187 milhões) na receita operacional líquida; (ii) da reduções de 23,4% (R\$ 112 milhões) no custo com energia elétrica; (iii) do aumento de 43,3% (R\$ 94 milhões) na equivalência patrimonial, e compensado pela redução de 49,9% (R\$ 170 milhões) nos custos e despesas operacionais, onde estão excluídos os gastos com depreciação e amortização.

A redução de 49,9% (R\$ 170 milhões) nos custos e despesas operacionais decorre principalmente dos seguintes efeitos: (i) aumento de 6,7% (R\$ 31 milhões) com serviços de terceiros; (ii) aumento de 18,8% da despesa de pessoal; (iii) aumento de 33,3% (R\$ 12 milhões) com custos de construção da infraestrutura da concessão de transmissão; e (iv) aumento de 348,5% (R\$ 115 milhões) com outras despesas operacionais decorrente basicamente: da perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (R\$ 50 milhões); da provisão para redução ao valor recuperável de ativos (R\$ 40 milhões) registrado na CPFL Renováveis em 2016; do reconhecimento da amortização de prêmio pago da GSF em 2016 (R\$ 10 milhões), e aumento de 30,0% (R\$ 5 milhões) em despesas com arrendamento e alugueres de ativo.

**Lucro Líquido:** Em 2015, a CPFL Geração apurou lucro líquido de R\$ 374 milhões, representando um aumento 52,2% (R\$ 128 milhões) comparado a lucro líquido de 2014, refletindo principalmente o aumento de 11,8% (R\$ 223 milhões) no EBITDA, parcialmente compensado pelas reduções (i) de 1,3% (R\$ 9 milhões) nos gastos com depreciação e amortização, (ii) de 3,5% (R\$ 31 milhões) nas despesas financeiras líquidas e pelo efeito negativo do Imposto de Renda e da Contribuição Social (R\$ 55 milhões).

### **Desempenho e Resultados de 2015**

**Receita operacional:** Em 2015, a CPFL Geração alcançou receita líquida de R\$ 2.494 milhões, um aumento de 1,6% (R\$ 39 milhões).

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

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 1.895 milhões, aumento de 40,3% (R\$ 544 milhões), devido principalmente às reduções de 40,3% (R\$ 322 milhões) no custo com energia elétrica e de 7,1% (R\$ 26 milhões) nos custos e despesas operacionais, onde estão excluídos os gastos com depreciação e amortização e aos aumentos de 263,4% (R\$ 157 milhões) na equivalência patrimonial e de 1,6% (R\$ 39 milhões) na receita líquida.

A redução de 7,1% (R\$ 26 milhões) nos custos e despesas operacionais decorre principalmente dos seguintes efeitos: i) aumento nas despesas com pessoal (R\$ 3 milhões), material (R\$ 10 milhões) e serviços de terceiros (R\$ 21 milhões); parcialmente compensado pela ii) redução nos outros custos/despesas operacionais (R\$ 33 milhões), custos com construção de infraestrutura (R\$ 29 milhões) e no item Entidade de Previdência Privada (R\$ 0,4 milhão).

**Lucro Líquido:** Em 2015, a CPFL Geração apurou lucro líquido de R\$ 246 milhões, revertendo prejuízo líquido de R\$ 43 milhões registrado em 2014, refletindo principalmente o aumento de 40,3% (R\$ 544 milhões) no EBITDA, parcialmente compensado pelos aumentos de 18,4% (R\$ 104 milhões) nos gastos com depreciação e amortização, decorrentes principalmente da entrada em operação dos novos empreendimentos de geração da CPFL Renováveis, de 17,1% (R\$ 130 milhões) nas despesas financeiras líquidas e pelo efeito negativo do Imposto de Renda e da Contribuição Social (R\$ 21 milhões).

#### **b) estrutura de capital:**

<b>Estrutura de capital</b>	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
Capital próprio	34%	35%	35%
Capital de terceiros	66%	65%	65%

#### **c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos**

##### **Liquidez e Recursos de Capital**

###### **2016**

Em 31 de dezembro de 2016, o capital de giro apresentava um déficit (excedente de passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 6 milhões, uma redução de R\$ 419 milhões quando comparado com o superávit de R\$ 413 milhões em 31 de dezembro de 2015. A principais causas deste déficit foram: (i) aumento da dívida de curto prazo de 90,9% (R\$ 910 milhões); (ii) aumento de dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar de 268,4% (R\$ 299 milhões); compensado parcialmente pelo (iii) aumento do caixa e equivalente de caixa de 58,7% (R\$ 719 milhões) e

(iv) aumento de derivativos ativos de 100,0% (R\$ 103 milhões).

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2016 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo).

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2016	Pagamentos devidos por período (milhões R\$)				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	153	153	1	-	-
Empréstimos e financiamentos, debêntures e derivativos - principal e encargos <sup>(1)</sup>	14.618	2.766	6.122	2.525	3.206
Uso do bem público <sup>(1)</sup>	367	26	44	62	235
Entidade de previdência privada <sup>(2)</sup>	43	2	5	7	29
Outros	29	29	-	-	-
<b>Total dos itens do Balanço Patrimonial <sup>(1)</sup></b>	<b>15.210</b>	<b>2.975</b>	<b>6.172</b>	<b>2.594</b>	<b>3.469</b>
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão <sup>(3)</sup>	2.712	113	234	239	2.126
Prêmio de risco - repactuação do risco hidrológico <sup>(4)</sup>	311	18	-	31	262
Projetos de construção de usina <sup>(5)</sup>	1.570	1.561	9	-	-
Fornecedores de materiais e serviços	598	147	162	98	190
<b>Total de outros compromissos</b>	<b>5.191</b>	<b>1.839</b>	<b>405</b>	<b>368</b>	<b>2.579</b>
<b>Total das obrigações contratuais</b>	<b>20.401</b>	<b>4.814</b>	<b>6.577</b>	<b>2.961</b>	<b>6.048</b>

- (1) Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros projetados sobre fluxo de caixa projetado com base em não descontados, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.
- (2) Futuras contribuições estimadas para os planos de pensão.
- (3) Despesas estimadas com encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão, até o fim do período de concessão. Segregamos em uma linha específica a partir de 2015, até 2014 os valores eram apresentados agrupados na linha de despesas com aquisição de energia.
- (4) Despesas estimadas por pagamentos de prêmio de risco de cobertura do risco hidrológico (GSF), conforme descrito na nota explicativa 24 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- (5) Os projetos de construção de usinas de energia incluem compromissos assumidos basicamente para disponibilizar fundos para a construção e aquisição de concessão relacionada a controladas do segmento de energia renovável.

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de geração e transmissão, e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinanciar 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\$ 1.911 milhões;
- Pagamento dividendos. Não houve pagamento de dividendos em 2015. Pagamos R\$ 111 milhões em 2016. O pagamento de 2016 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 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 0,28 em 2016, representando um aumento de 15,9% em relação ao índice de 2016.

## 2015

Em 31 de dezembro de 2015, o capital de giro apresentava um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 412 milhões, um aumento de R\$ 82 milhões quando comparado com R\$ 331 milhões em 31 de dezembro de 2014. A principais causas deste superávit foram: i) registro de montantes a receber de seguradora referente à indenização para os sinistros ocorridos em controladas indiretas (R\$ 50 milhões); ii) repactuação GSF (R\$ 7 milhões); iii) dividendo a receber de controladas (R\$ 37 milhões); iv) reconhecimento de derivativos ativos (R\$ 24 milhões); compensados pelos efeitos no passivo de iv) registro de dividendo a pagar (R\$ 108 milhões); v) redução no endividamento a vencer nos próximos 12 meses (incluindo a provisão de encargos) e das obrigações com nossos fornecedores (R\$ 145 milhões).

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2015 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo).

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2015	Pagamentos devidos por período (milhões R\$)				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	202	201	1	-	-
Empréstimos e financiamentos, debêntures e derivativos - principal e encargos <sup>(1)</sup>	14.055	1.944	4.882	3.781	3.448
Uso do bem público <sup>(1)</sup>	465	25	69	118	253
Entidade de previdência privada <sup>(2)</sup>	10	-	2	3	5
Outros	64	64	-	-	-
<b>Total dos itens do Balanço Patrimonial <sup>(1)</sup></b>	<b>14.797</b>	<b>2.233</b>	<b>4.954</b>	<b>3.902</b>	<b>3.706</b>
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão <sup>(3)</sup>	2.557	98	211	217	2.031
Prêmio de risco - repactuação do risco hidrológico <sup>(4)</sup>	219	39	-	6	174
Projetos de construção de usina <sup>(5)</sup>	1.422	987	323	24	88
Fornecedores de materiais e serviços	696	138	126	104	328
<b>Total de outros compromissos</b>	<b>4.894</b>	<b>1.262</b>	<b>660</b>	<b>351</b>	<b>2.621</b>
<b>Total das obrigações contratuais</b>	<b>19.691</b>	<b>3.495</b>	<b>5.614</b>	<b>4.253</b>	<b>6.327</b>

- (1) Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros sobre fluxo de caixa projetado com base em não descontados, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.
- (2) Futuras contribuições estimadas para os planos de pensão.
- (3) Despesas estimadas com encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão, até o fim do período de concessão. Segregamos em uma linha específica a partir de 2015, até 2014 os valores eram apresentados agrupados na linha de despesas com aquisição de energia.
- (4) Despesas estimadas por pagamentos de prêmio de risco de cobertura do risco hidrológico (GSF), conforme descrito na nota explicativa 24 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- (5) Os projetos de construção de usinas de energia incluem compromissos assumidos basicamente para disponibilizar fundos para a construção e aquisição de concessão relacionada a controladas do segmento de energia renovável.

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de geração e transmissão, e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinar dadas 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\$ 1.001 milhões;
- Pagamento semestral de dividendos. Não houve pagamento de dividendos em 2015. Pagamos R\$ 279 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 24 meses e prioriza a liquidez de caixa. O custo nominal da dívida aumentou em aproximadamente 2,33 ponto percentual para 14,21 % (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 0,24 em 2015, representando um aumento de 11,9% em relação ao índice de 2014.

### **2014**

Em 31 de dezembro de 2014, o capital de giro apresentava um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 331 milhões. A principal causa deste superávit foi em decorrência da geração própria de caixa e dos créditos de clientes, compensado pelo endividamento a vencer nos próximos 12 meses (incluindo a provisão de encargos) e das obrigações com nossos fornecedores e outras contas a pagar.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2014 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo).



Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2014	Total	Pagamentos devidos por período			
		Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	271	270	1	-	-
Empréstimos, Derivativos, Debêntures e financiamentos - principal e encargos <sup>1</sup>	13.670	1.843	3.460	4.475	3.891
Uso do bem público <sup>1</sup>	85	4	8	8	65
Entidade de Previdência Privada <sup>2</sup>	18	1	3	3	11
Outros	107	91	16	-	-
<b>Total de itens do Balanço Patrimonial <sup>1</sup></b>	<b>14.150</b>	<b>2.210</b>	<b>3.488</b>	<b>4.486</b>	<b>3.967</b>
Projetos de construção de usina <sup>3</sup>	1.067	190	878	-	-
Fornecedores de materiais e serviços	649	118	110	85	335
<b>Total de outros compromissos</b>	<b>1.716</b>	<b>308</b>	<b>987</b>	<b>85</b>	<b>335</b>
<b>Total das Obrigações contratuais</b>	<b>15.866</b>	<b>2.518</b>	<b>4.475</b>	<b>4.571</b>	<b>4.302</b>

- (1) Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros sobre fluxo de caixa projetado com base em não descontados, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.
- (2) Futuras contribuições estimadas para os planos de pensão.
- (3) 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.

A Companhia e suas controladas possuem capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. Uma das principais estratégias 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 custo nominal da dívida aumentou em aproximadamente 2,73 ponto percentual para 11,88% (acompanhando o movimento de alta da taxa básica SELIC, que terminou 2014 em 11,75% 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 apresentou pequena queda nos últimos dois anos. O índice foi de 0,215 em 2014, representando uma redução de 1,4% em relação ao índice de 0,218 em 2013.

#### 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 2016, nossas controladas captaram recursos principalmente para investir em nosso segmento de geração de energia renovável. Foram contratados novos financiamentos para investimento junto ao BNDES nas modalidades FINEM/FINAME, captações com instituições financeiras para o financiamento do capital de giro e emissões de debêntures.

Além disso, as captações objetivam manter a liquidez da Companhia 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**

##### **2016**

No final de 2016, o endividamento total (incluindo derivativos) da CPFL Geração atingiu R\$ 10.885 milhões, um aumento de 13,2% (R\$ 1.266 milhões), resultado principalmente (i) da emissão de debêntures no montante de R\$ 393 milhões para reperfilamento da dívida, reforço de capital de giro e investimento em projetos de controladas da CPFL Renováveis; (ii) captação de empréstimos, nos montantes de R\$ 614 milhões para cumprir o investimento para nossas subsidiárias de geração renovável e R\$ 930 milhões para reforço de capital de giro; Essas captações foram parcialmente compensadas pela amortização de principal de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 909 milhões.

##### **2015**

No final de 2015, o endividamento total (incluindo derivativos) da CPFL Geração atingiu R\$ 9.619 milhões, um aumento de 1,0% (R\$ 92 milhões), resultado principalmente (i) da emissão de debêntures no montante de R\$ 646 milhões pela



CPFL Renováveis para reforço de capital de giro e investimento em projetos de controladas; (ii) captação de empréstimos junto ao BNDES por meio do FINEM, no montante de R\$ 397 milhões basicamente para cumprir o investimento para nossas subsidiárias de geração renovável. Essas captações foram parcialmente compensadas pela amortização de debêntures no montante de R\$ 272 milhões pela CPFL Geração e pela amortização da dívida no montante de R\$ 765 milhões.

## **2014**

No final de 2014, a dívida financeira (incluindo derivativos) da CPFL Geração atingiu R\$ 9.527 milhões, um aumento de 12,2% (R\$ 1.035 milhões), resultado principalmente da incorporação de dívida pela aquisição da Rosa dos Ventos e da DESA de R\$ 1.010 milhões.

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

Em 2017 e 2018, 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, 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:**

## **2016**

Em 31 de dezembro de 2016, nosso endividamento total (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$ 10.880 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 1.119 milhões ou 10,28% 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\$ 1.911 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\$ 9.762 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 378 milhões ou 3,9% 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\$ 1.001 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

## **2014**

Em 31 de dezembro de 2014, nosso endividamento total (incluindo encargos) era de R\$ 9.553 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 266 milhões ou 2,8% eram 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\$ 1.077 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

### **i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes**

## **2016**

Principais Contratos de Financiamentos em 2015 (incluindo encargos):

- BNDES. Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos R\$ 4.004 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais. A parte mais significativa destes empréstimos diz respeito a empréstimos para nossas subsidiárias CPFL Renováveis e CERAN (R\$ 3.987 milhões).
- Debêntures. Em 31 de dezembro de 2016, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 4.472 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela CPFL Geração (R\$ 2.375 milhões) e CPFL Renováveis (R\$ 2.097 milhões). Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 16 das nossas demonstrações financeiras auditadas.
- Capital de giro. Em 31 de dezembro de 2016, existia um saldo de R\$ 646 milhões de empréstimo de capital de giro indexado em CDI para a Companhia (R\$ 641 milhões) e para a CPFL Morro Agudo (R\$ 5 milhões).

## **10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**

Outras Dívidas denominadas em Reais. Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos um saldo devedor de R\$ 653 milhões, referente à CPFL Renováveis, corrigidos com base no CDI.

- Outras Dívidas denominadas em Dólares norte-americanos. Em 31 de dezembro de 2016, a Companhia possuía outros financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 1.119 milhões. 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 15, 16 e 31 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

### **2015**

Principais Contratos de Financiamentos em 2015 (incluindo encargos):

- BNDES. Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos R\$ 3.974 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais. A parte mais significativa destes empréstimos diz respeito a empréstimos para nossas subsidiárias de geração CPFL Renováveis e CERAN (R\$ 3.955 milhões).
- Debêntures. Em 31 de dezembro de 2015, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 4.455 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela CPFL Geração e CPFL Renováveis. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 16 das nossas demonstrações financeiras auditadas.
- Capital de giro. Em 31 de dezembro de 2015, existia um saldo de R\$ 642 milhões de empréstimo de capital de giro indexado em CDI para nossa Companhia.
- Outras Dívidas denominadas em Reais. Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos um saldo devedor de R\$ 322 milhões, referente à CPFL Renováveis, corrigidos com base no CDI.
- Outras Dívidas denominadas em Dólares norte-americanos. Em 31 de dezembro de 2015, possuíamos outros financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 378 milhões. 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 15, 16 e 31 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

### **2014**

Principais Contratos de Financiamentos em 2014 (incluindo encargos):

- BNDES. Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos R\$ 3.992 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais. A parte mais significativa destes empréstimos diz respeito a empréstimos para nossas subsidiárias de geração CPFL Renováveis e CERAN (R\$ 3.974 milhões).
- Debêntures. Em 31 de dezembro de 2014, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 4.312 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela CPFL Geração e CPFL Renováveis. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 16 das nossas demonstrações financeiras auditadas.
- Capital de giro. Em 31 de dezembro de 2014, existia um saldo de R\$ 638 milhões de empréstimo de capital de giro indexado em CDI para nossa Companhia.
- Outras Dívidas denominadas em Reais. Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos um saldo devedor de R\$ 350 milhões, referente à CPFL Renováveis, corrigidos com base no CDI.
- Outras Dívidas denominadas em Dólares norte-americanos. Em 31 de dezembro de 2014, possuíamos outros financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 261 milhões. 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 15, 16 e 31 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

## **ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras**

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

**iii. grau de subordinação entre as dívidas****10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**

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****Condições Restritivas**

A Companhia e suas controladas estão sujeitas a cláusulas financeiras e operacionais nos termos dos seus instrumentos financeiros, bem como das subsidiárias. Tais cláusulas incluem limitações relativas à possibilidade de venda ou garantia de ativos ou de realizar investimentos em terceiros

A Administração da Companhia monitora estas cláusulas de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Todas as condições restritivas e cláusulas foram adequadamente atendidas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014.

***BNDES***

Os empréstimos captados junto ao BNDES pela controlada indireta CERAN determinam:

- Manutenção de Índice de Cobertura da Dívida em 1,3 vezes, durante o período de amortização;
- Restrições ao pagamento de dividendos acima do mínimo obrigatório de 25% sem a prévia anuência do BNDES.

**CPFL Renováveis (apurados na controlada indireta CPFL Renováveis e suas controladas, exceto quando mencionado em cada item específico)****FINEM I e FINEM VI**

- Manutenção de Índice de Cobertura 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 as controladas indiretas SPE Ninho da Águia Energia S.A., SPE Paiol Energia S.A. e SPE Várzea Alegre Energia S.A. (controladas da CPFL Renováveis) não atenderam o índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD), cujo parâmetro previa uma geração de caixa correspondente a 1,2 vezes o serviço da dívida do respectivo período. O montante total das dívidas, de R\$ 87 milhões, foi classificado no passivo circulante. Não houve declaração de vencimento antecipado das dívidas em razão do não atendimento do ICSD pactuado em 31 de dezembro de 2016 e em 07 de março de 2017, as controladas obtiveram do BNDES a dispensa para apuração do ICSD referente ao segundo semestre de 2016. O descumprimento do referido *covenant* também não provocou o vencimento antecipado das demais dívidas que possuem condições específicas de *cross-default*.

**FINEM II e FINEM XVIII**

- Restrição à distribuição de dividendos caso não sejam atingidos Índice de Cobertura do Serviço da Dívida 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.

**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 VII, FINEM X e FINEM XXIII**

- Manutenção anual de Índice de Cobertura da Dívida em 1,2 vezes;

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Distribuição de dividendos limitada ao Índice Exigível Total dividido pelo Patrimônio Líquido ex-Dividendos menor que 2,33.

### FINEM IX, FINEM XIII e FINEM XXV

- Manutenção de Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,3.

### FINEM XXVI

- Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida das SPEs maior ou igual a 1,3, durante a vigência do contrato.
- Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida Consolidado maior ou igual a 1,3, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da controlada Turbina 16, durante a vigência do contrato.

### FINEM XI e FINEM XXIV

- Manutenção de índice de dívida bancária líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.

### FINEM XII

- Manutenção anual do índice de cobertura do serviço da dívida 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 índice de cobertura do serviço da dívida Consolidado maior ou igual a 1,3 apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da Eólica Holding S.A., após o início de amortização.

### FINEM XV e FINEM XVI

- Manutenção trimestral do Índice de Capitalização Própria (ICP) igual ou superior a 25% (vinte e cinco por cento), definido como a razão entre o Patrimônio Líquido e o Ativo Total;
- Manutenção trimestral do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida de, no mínimo 1,2, durante o período de amortização.

### FINEM XVII

- Manutenção anual do Índice de Cobertura da Dívida - ICSD igual ou maior a 1,2 durante o período de amortização.
- Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida Consolidado maior ou igual a 1,3, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da Desa Eólicas.

### FINEM XIX, FINEM XX, FINEM XXI e FINEM XXII

- Manutenção de Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,2 durante a vigência do contrato.
- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 6,0 em 2014, 5,6 em 2015, 4,6 em 2016 e 3,75 em 2017 em diante e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis, durante a vigência do contrato.
- 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, durante a vigência do contrato.

Em dezembro de 2016 a Companhia obteve do BNDES a anuência para descumprimento do índice Dívida Líquida/EBITDA sem que seja declarado o vencimento antecipado da dívida, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016.

### 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%.

### HSBC

- A partir de 2014 há a obrigação de manter a relação entre Dívida Líquida e EBITDA inferior a 4,50 em junho de 2014, 4,25 em dezembro de 2014, 4,00 em junho de 2015 e 3,50 nos demais semestres até a quitação.

### NIB

- Manutenção semestral de Índice de Cobertura da Dívida em 1,2 vezes;
- 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.

### Banco do Brasil

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Manutenção anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida de, no mínimo, 1,2, durante o período de amortização.

### **Captações em moeda estrangeira – HSBC, Scotiabank, Citibank**

As captações em moeda estrangeira realizadas através da Lei nº 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, menor ou igual a 3,75 e (ii) EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A definição de EBITDA, da controladora CPFL Energia, 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 controladora CPFL Energia 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 permanecesse de forma direta ou indiretamente no bloco de controle da Companhia.

Em função da mudança do controle acionário da controladora CPFL Energia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores da Companhia e suas controladas diretas e indiretas, 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 da Companhia e de suas controladas monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia e de suas controladas, exceto pelo mencionado anteriormente sobre a controlada indireta CPFL Renováveis, todas as condições restritivas e cláusulas foram adequadamente atendidas nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016.

### **Debêntures**

As debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da Companhia e de suas controladas a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Os principais índices são os seguintes:

#### **CPFL Geração (5ª, 6ª, 7ª, 8ª E 9ª emissões)**

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, para fins de apuração de covenants, a garantidora CPFL Energia leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária direta ou indiretamente detida pela controladora CPFL Energia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

#### **CPFL Renováveis**

As emissões de debêntures vigentes no exercício findo em 31 de dezembro de 2016 contemplam cláusulas que requerem da controlada CPFL Renováveis a manutenção dos seguintes índices financeiros:

##### **- 1ª emissão CPFL Renováveis:**

- Índice de cobertura do serviço da dívida operacional maior ou igual a 1,00;
- Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,05;
- 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;
- EBITDA dividido pela Despesa Financeira Líquida maior ou igual a 1,75

A controlada obteve anuência dos debenturistas para os descumprimentos abaixo:

### **10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**

- (i) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida Operacional referente a apuração de junho de 2015, por meio de Assembleia Geral de Debenturistas, realizada em 30 de junho de 2015.
- (ii) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida referente a apuração de dezembro de 2015, por meio de Assembleia Geral de Debenturistas, realizada em 21 de dezembro de 2015.

#### **- 2ª e 3ª emissões CPFL Renováveis**

- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA inferior 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

### 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- 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.

#### - 1ª emissão controlada indireta PCH Holding 2 S.A:

- Manutenção de Índice de Cobertura do Serviço da Dívida da controlada Santa Luzia maior ou igual a 1,2 a partir de setembro de 2014;
- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA inferior 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.

#### - 2ª emissão – Dobrevê Energia S/A (DESA):

- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/Dividendos Recebidos menor ou igual a 5,5 em 2014, 5,5 em 2015, 4,0 em 2016, 3,5 em 2017 e 3,5 em 2018.

Diversas debêntures das controladas 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 CPFL Energia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores da Companhia e suas controladas 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 da Companhia e de suas controladas monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia e de suas controladas, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2016.

#### g) limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

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 - FINEM XII	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 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%

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 - FINEM XII	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% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	383.748	99%
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2014	CPFL Transmissão Piracicaba	23.824	87% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM XXV	Em 2015	CPFL Renováveis	84.338	90%
BNDES / Investimento - FINEM XXVI	Em 2015	CPFL Renováveis	764.109	35%

<sup>1</sup> Saldo remanescente foi cancelado.

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2014	
			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 - FINEM VI	Em 2012	CPFL Renováveis	85.244	95% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM XII	Em 2012	CPFL Renováveis	211.691	98% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM XII	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%
BNDES / Investimento - FINEP II	Em 2013	CPFL Renováveis	383.748	82%
BNDES / Investimento - FINEP III	Em 2014	CPFL Renováveis	88.095	12%
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2014	CPFL Transmissão Piracicaba	23.824	55%

<sup>1</sup> Saldo remanescente foi cancelado.

#### **h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras**

A Administração apresenta os balanços patrimoniais e as demonstrações de resultado consolidados referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes.



## **Comentários sobre as variações mais relevantes do Ativo:**

### **10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**

ATIVO	Balanco Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)									
	31/12/2016	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2015	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2014	AV%
<b>Circulante</b>										
Caixa e equivalentes de caixa	1.944	58,7%	719	10,9%	1.225	-5,2%	(67)	7,4%	1.292	8,0%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	455	8,6%	36	2,5%	419	-6,9%	(31)	2,5%	450	2,8%
Tributos a compensar	96	-25,6%	(33)	0,5%	129	11,0%	13	0,8%	116	0,7%
Derivativos	127	100,0%	103	0,7%	24	#DIV/0!	24	0,1%	-	0,0%
Ativo financeiro da concessão	11	100,0%	1	0,1%	10	0,0%	10	0,0%	-	0,0%
Outros créditos	243	11,5%	25	1,4%	218	127,1%	122	1,3%	96	0,6%
<b>Total do circulante</b>	<b>2.876</b>	<b>42,0%</b>	<b>851</b>	<b>16,1%</b>	<b>2.025</b>	<b>3,6%</b>	<b>71</b>	<b>12,3%</b>	<b>1.954</b>	<b>12,1%</b>
<b>Não circulante</b>										
Consumidores, concessionárias e permissionárias	28	0,0%	-	0,2%	28	0,0%	-	0,2%	28	0,2%
Tributos a compensar	12	-59,6%	(18)	0,1%	30	62,8%	11	0,2%	18	0,1%
Derivativos	36	-76,2%	(115)	0,2%	151	420,7%	122	0,9%	29	0,2%
Ativo financeiro da concessão	170	49,1%	56	0,9%	114	46,2%	36	0,7%	78	0,5%
Outros créditos	619	17,0%	90	3,5%	529	27,5%	114	3,2%	415	2,6%
Investimentos	1.494	19,7%	246	8,3%	1.248	13,5%	149	7,6%	1.099	6,8%
Imobilizado	9.492	5,6%	503	53,0%	8.989	0,4%	34	54,5%	8.955	55,4%
Intangível	3.172	-6,6%	(222)	17,7%	3.394	-5,1%	(182)	20,6%	3.576	22,1%
<b>Total do não circulante</b>	<b>15.023</b>	<b>3,7%</b>	<b>540</b>	<b>83,9%</b>	<b>14.483</b>	<b>2,0%</b>	<b>284</b>	<b>87,7%</b>	<b>14.199</b>	<b>87,9%</b>
<b>Total do ativo</b>	<b>17.898</b>	<b>8,4%</b>	<b>1.391</b>	<b>100,0%</b>	<b>16.507</b>	<b>2,2%</b>	<b>355</b>	<b>100,0%</b>	<b>16.153</b>	<b>100,0%</b>

#### **Caixa e equivalentes de caixa:**

O saldo de R\$ 1.944 milhões em 2016, que representa 10,9% do total do ativo, apresentou um aumento de 58,7% (R\$ 719 milhões) comparado com 2015, em função:

(i) do caixa gerado das atividades operacionais no montante de R\$ 983 milhões, decorrente basicamente: do lucro ajustado antes dos tributos (R\$ 2.113 milhões) compensado parcialmente pelo pagamento do imposto de renda e da contribuição social (R\$ 162 milhões) e pelo pagamento de encargos de empréstimo e debêntures (R\$ 967 milhões);

(ii) do caixa gerado nas atividades de financiamento de R\$ 841 milhões, decorrente basicamente (a) da captação de empréstimos e financiamento de R\$ 1.544 milhões, sendo R\$ 974 milhões para capital de giro (R\$ 826 milhões em moeda estrangeira captado pela Companhia); R\$ 570 milhões para investimentos captado pela CPFL Renováveis; (b) da captação de debêntures de R\$ 393 milhões para investimentos, reperfilamento da dívida e capital de giro, basicamente pela CPFL Renováveis (R\$ 344 milhões); e pela (c) amortização de empréstimos e debêntures de R\$ 909 milhões; compensado

(iii) pelo caixa consumido nas atividades de investimento no montante de R\$ 1.106 milhões, decorrente basicamente de aquisição de imobilizado e intangível (R\$ 986 milhões) e títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (R\$ 120 milhões);

O saldo de R\$ 1.225 milhões em 2015, que representa 7,4% do total do ativo, apresentou uma redução de 5,2% (R\$ 67 milhões) comparado com 2014, em função: (i) do caixa consumido nas atividades de investimento no montante de R\$ 633 milhões, decorrente basicamente de aquisição de imobilizado e intangível (R\$ 500 milhões) e títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (R\$ 144 milhões); (ii) do consumo de caixa nas atividades de financiamento no montante de R\$ 87 milhões, decorrente basicamente do pagamento de aquisição de negócios (R\$ 62 milhões) e da amortização de empréstimos e debêntures (R\$ 21 milhões), líquido das captações (R\$ 1.039 milhões) e compensado (iii) pelo caixa gerado nas atividades operacionais no montante de R\$ 654 milhões, decorrente basicamente: do lucro líquido ajustado (R\$ 1.840 milhões);(iv) pelo pagamento de impostos e contribuições (R\$ 980 milhões); (v) pelo pagamento de encargos de dívidas e debêntures (R\$ 102 milhões); e (vi) pelo aumento em ativo financeiro da concessão (R\$ 44 milhões).

O saldo de R\$ 1.292 milhões em 2014, que representa 8% do total do ativo, apresentou um aumento de 5% (R\$ 66 milhões) comparado com 2013, em função: (i) das atividades operacionais no montante de R\$ 700 milhões, decorrente basicamente: do lucro ajustado antes dos tributos (R\$ 1.417 milhões) compensado pelo pagamento do imposto de renda e da contribuição social (R\$ 128 milhões) e pelo pagamento de encargos de empréstimo e debêntures (R\$ 686 milhões); compensado pelo consumo (ii) das atividades de financiamento no montante de R\$ 467 milhões, decorrente basicamente do pagamento de dividendo e juros sobre o capital próprio (R\$ 303 milhões) e da amortização de empréstimos e debêntures (R\$ 164 milhões), líquido das captações de empréstimos e debêntures (R\$ 1.773 milhões) e (iii) das atividades de investimento no montante de R\$ 167 milhões, decorrente basicamente (a) de aquisição de imobilizado e intangível (R\$ 254 milhões); (b) valor pago em combinação de negócios líquido do caixa adquirido (aquisição de Rosa dos Ventos R\$ 68 milhões), compensado pelo aumento de caixa decorrente de combinação de negócios (R\$ 139 milhões) pela aquisição da DESA pela CPFL Renováveis.

## **10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**

### **Consumidores, concessionárias e permissionárias**

O saldo (circulante/não circulante) de R\$ 483 milhões em 2016, que representa 2,7% do total do ativo, apresentou um aumento de 8,6% (R\$ 36 milhões), quando comparado com 2015, decorrente basicamente da comercialização de energia gerada e comercializada pela Companhia, (i) como PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, junto à Eletrobrás e mercado livre (R\$ 34 milhões) e (ii) pelo aumento nas operações realizadas na CCEE (R\$ 12 milhões), compensado em parte pela redução referente ao contrato bilateral junto a Companhia Paulista de Força e Luz, Companhia Piratininga de Força e Luz e CPFL Comercialização Brasil S.A. (R\$ 11 milhões).

O saldo (circulante/não circulante) de R\$ 447 milhões em 2015, que representa 2,7% do total do ativo, apresentou uma redução de 6,5% (R\$ 31 milhões), quando comparado com 2014, decorrente basicamente da comercialização de energia gerada e comercializada pela Companhia, (i) por meio de contrato bilateral junto a Companhia Paulista de Força e Luz, Companhia Piratininga de Força e Luz e CPFL Comercialização Brasil S.A. (R\$ 30 milhões); e (ii) como PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, junto à Eletrobrás e mercado livre (R\$ 10 milhões); compensado em parte (ii) pelo aumento nas operações realizadas na CCEE (R\$ 5 milhões).

O saldo de R\$ 450 milhões em 2014, que representa 3% do total do ativo, apresentou um aumento de 27% (R\$ 97 milhões), quando comparado com 2013, decorrente basicamente da comercialização de energia gerada e comercializada pela Companhia, (i) por meio de contrato bilateral junto a Companhia Paulista de Força e Luz, Companhia Piratininga de Força e Luz e CPFL Brasil (R\$ 72 milhões) e (ii) como PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, junto à Eletrobrás e mercado livre (R\$ 36 milhões).

### **Ativo financeiro da concessão**

O saldo (circulante/não circulante) de R\$ 181 milhões em 2016, que representam 1,0% do total do ativo, apresentou aumento de 46,0% (R\$ 57 milhões), quando comparado com 2015, devido basicamente aos investimentos na infraestrutura dos serviços de transmissão de energia elétrica (R\$ 51 milhões), bem como pela atualização do ativo financeiro (R\$ 16 milhões) compensado parcialmente pelo recebimento do ativo financeiro no montante de R\$ 10 milhões.

O saldo (circulante/não circulante) de R\$ 124 milhões em 2015, que representam 0,8% do total do ativo, apresentou aumento de 59% (R\$ 46 milhões) devido basicamente aos investimentos na infraestrutura dos serviços de transmissão de energia elétrica (R\$ 37 milhões), bem como pela atualização do ativo financeiro (R\$ 11 milhões) compensado parcialmente pelo recebimento do ativo financeiro no montante de R\$ 3 milhões.

O saldo de R\$ 78 milhões em 2014, que representam 0,5% do total do ativo, apresentou aumento de 420% (R\$ 63 milhões) devido basicamente aos investimentos na infraestrutura dos serviços de transmissão de energia elétrica.

### **Outros créditos**

O saldo (circulante/não circulante) de R\$ 862 milhões em 2016, que representa 4,8% do total do ativo, apresentou um aumento de 15,4% (R\$ 113 milhões) quando comparado com 2015, decorrente basicamente dos aumentos: (i) cauções, fundos e depósitos vinculados (R\$ 193 milhões); compensado basicamente pela redução de (ii) indenizações de sinistros (R\$ 43 milhões); (iii) dividendos a pagar (R\$ 19 milhões); (iv) títulos e valores mobiliários (R\$ 23 milhões).

O saldo (circulante/não circulante) de R\$ 747 milhões em 2015, que representa 4,5 % do total do ativo, apresentou um aumento de 46,2% (R\$ 236 milhões) quando comparado com 2014, decorrente basicamente dos aumentos: (i) cauções, fundos e depósitos vinculados (R\$ 127 milhões); (ii) indenizações de sinistros (R\$ 50 milhões); (iii) dividendos a pagar (R\$ 37 milhões); (iv) repactuação GSF (R\$ 32 milhões); (v) títulos e valores mobiliários (R\$ 18 milhões); (vi) depósitos judiciais (R\$ 7 milhões), (viii) compensados basicamente pela redução dos créditos fiscais diferidos (R\$ 42 milhões).

O saldo (circulante/não circulante) de R\$ 511 milhões em 2014, que representa 3,2% do total do ativo, apresentou um aumento de 18,0% (R\$ 78 milhões) quando comparado com 2013, decorrente basicamente do aumento: (i) cauções, fundos e depósitos vinculados (R\$ 113 milhões); compensado pela redução (ii) créditos fiscais diferidos (R\$ 14 milhões) e (iv) títulos e valores mobiliários (R\$ 19 milhões).

### **Investimentos**

O saldo de R\$ 1.494 milhões em 2016 que representa 8,3% do total do ativo apresentou um aumento de 19,7% (R\$ 246 milhões) quando comparado com 2015, decorrente basicamente do registro da equivalência patrimonial de controladas e empreendimentos controlados em conjunto (R\$ 312 milhões), compensado pelos dividendos declarados (R\$ 66 milhões).

**10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**

O saldo de R\$ 1.248 milhões em 2015 que representa 7,6% do total do ativo apresentou um aumento de 13,5% (R\$ 149 milhões) quando comparado com 2014, decorrente basicamente: (i) do aumento de capital em investida já existente (R\$ 60 milhões) e (ii) do registro da equivalência patrimonial (R\$ 246 milhões), compensado pelos dividendos declarados (R\$ 74 milhões) e pela venda de participação em controlada (R\$ 7 milhões).

O saldo de R\$ 1.099 milhões em 2014 que representa 7% do total do ativo apresentou um aumento de 6% (R\$ 66 milhões) quando comparado com 2013, decorrente basicamente: (i) do aumento de capital em investida já existente (R\$ 45 milhões) e (ii) do registro da equivalência patrimonial (R\$ 60 milhões), compensado pelos dividendos declarados (R\$ 37 milhões).

### **Imobilizado**

O saldo de R\$ 9.492 milhões em 2016, que representa 53,0% do total do ativo, apresentou um aumento de 5,6% (R\$ 503 milhões) quando comparado a 2015, decorrente basicamente: (i) das adições do período (R\$ 1.040 milhões) basicamente em geração de energia renováveis; compensado (ii) pela depreciação do período (R\$ 508 milhões) e pelas baixas e transferências para outros ativos (R\$ 29 milhões).

O saldo de R\$ 8.989 milhões em 2015, que representa 54,5% do total do ativo, apresentou um aumento de 0,4% (R\$ 34 milhões) quando comparado a 2014, decorrente basicamente: (i) das adições do período (R\$ 527 milhões), (ii) da incorporação de ativos de geração (R\$ 4 milhões); compensado (iii) pela depreciação calculada (R\$ 489 milhões) e pelas baixas e transferências para outros ativos (R\$ 10 milhões).

O saldo de R\$ 8.684 milhões em 2014, que representa 54% do total do ativo, apresentou um aumento de 14% (R\$ 1.083 milhões) quando comparado a 2013 decorrente basicamente: (i) da combinação de negócios com a aquisição da Rosa dos Ventos e da DESA pela controlada CPFL Renováveis (R\$ 1.345 milhões); (ii) das adições do período (R\$ 254 milhões), e (iii) compensado principalmente pela depreciação calculada (R\$ 410 milhões) e das baixas e transferências para outros ativos (R\$ 115 milhões).

### **Intangível**

O saldo de R\$ 3.172 milhões em 2016, correspondente a 17,7% do total do ativo, apresentou uma redução de 6,6% (R\$ 222 milhões) proveniente basicamente: (i) da amortização do período (R\$ 171 milhões); (ii) das transferências para outros ativos (R\$ 16 milhões); (iii) da provisão de perda por redução ao valor recuperável (R\$ 40 milhões), registrado pela CPFL Renováveis (vide nota 13 de nossas demonstrações financeiras), e compensado (iv) pelas adições do período (R\$ 5 milhões).

O saldo de R\$ 3.394 milhões em 2015, correspondente a 20,6% do total do ativo, apresentou uma redução de 5,1% (R\$ 182 milhões) proveniente basicamente: (i) da amortização calculada (R\$ 181 milhões); (ii) das transferências para o imobilizado (R\$ 7 milhões); e compensado em parte (iii) pelas adições do período (R\$ 5 milhões).

O saldo de R\$ 3.802 milhões em 2014, correspondente a 24% do total do ativo, apresentou um aumento de 24% (R\$ 730 milhões) proveniente basicamente: (i) pelo reconhecimento do direito de concessão pela aquisição da Rosa dos Ventos e da DESA pela controlada CPFL Renováveis (R\$ 856 milhões); (ii) pelas adições do período e transferências do imobilizado (R\$ 25 milhões), compensado (iii) pela amortização calculada (R\$ 154 milhões).

### **Comentários sobre as variações mais relevantes do Passivo:**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Balanco Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)									
	31/12/2016	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2015	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2014	AV%
<b>Circulante</b>										
Fornecedores	153	-23,8%	(48)	0,9%	201	-25,7%	(69)	1,2%	270	1,7%
Empréstimos e financiamentos	972	112,2%	514	5,4%	458	5,5%	24	2,8%	434	2,7%
Debêntures	940	73,0%	397	5,2%	543	-15,4%	(99)	3,3%	642	4,0%
Impostos, taxas e contribuições	76	32,9%	19	0,4%	57	-1,3%	(1)	0,3%	58	0,4%
Dividendo e juros sobre capital próprio	410	268,4%	299	2,3%	111	3464,7%	108	0,7%	3	0,0%
Uso do bem público	11	16,3%	2	0,1%	9	136,4%	5	0,1%	4	0,0%
Outras contas a pagar	321	37,8%	88	1,8%	233	9,9%	21	1,4%	212	1,3%
<b>Total do circulante</b>	<b>2.882</b>	<b>78,7%</b>	<b>1.270</b>	<b>16,1%</b>	<b>1.612</b>	<b>-0,7%</b>	<b>(11)</b>	<b>9,8%</b>	<b>1.623</b>	<b>10,0%</b>
<b>Não circulante</b>										
Empréstimos e financiamentos	5.436	12,1%	587	30,4%	4.849	0,9%	42	29,4%	4.807	29,8%
Debêntures	3.533	-9,7%	(379)	19,7%	3.912	6,6%	242	23,7%	3.670	22,7%
Débitos fiscais diferidos	1.306	-4,2%	(57)	7,3%	1.363	-2,0%	(28)	8,3%	1.391	8,6%
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	41	-19,3%	(10)	0,2%	51	-1,9%	(1)	0,3%	52	0,3%
Derivativos	41	412,5%	33	0,2%	8			0,0%	3	
Uso do bem público	87	4,7%	4	0,5%	83	2,6%	2	0,5%	81	0,5%
Outras contas a pagar	90	18,4%	14	0,5%	76	-26,9%	(28)	0,5%	104	0,6%
<b>Total do não circulante</b>	<b>10.534</b>	<b>1,9%</b>	<b>191</b>	<b>58,9%</b>	<b>10.342</b>	<b>2,3%</b>	<b>234</b>	<b>62,7%</b>	<b>10.108</b>	<b>62,6%</b>
<b>Patrimônio líquido</b>										
Capital social	1.044	0,0%	-	5,8%	1.044	0,4%	4	6,3%	1.040	6,4%
Reserva de capital	240	0,1%	0	1,3%	240	0,0%	-	1,5%	240	1,5%
Reserva de lucros	293	-35,9%	(164)	1,6%	457	55,5%	163	2,8%	294	1,8%
Dividendo adicional proposto	187	0,0%	187	1,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Resultado abrangente acumulado	394	-8,2%	(35)	2,2%	429	-7,1%	(33)	2,6%	462	2,9%
	2.158	-0,6%	(12)	12,1%	2.170	6,6%	135	13,1%	2.035	12,6%
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.325	-2,4%	(58)	13,0%	2.383	-0,2%	(4)	14,4%	2.386	14,8%
<b>Total do patrimônio líquido</b>	<b>4.483</b>	<b>-1,5%</b>	<b>(70)</b>	<b>25,0%</b>	<b>4.553</b>	<b>3,0%</b>	<b>131</b>	<b>27,6%</b>	<b>4.422</b>	<b>27,4%</b>
<b>Total do passivo e do patrimônio líquido</b>	<b>17.898</b>	<b>8,4%</b>	<b>1.390</b>	<b>100,0%</b>	<b>16.507</b>	<b>2,2%</b>	<b>355</b>	<b>100,0%</b>	<b>16.153</b>	<b>100,0%</b>

## Fornecedores

O saldo de R\$ 153 milhões em 2016, que representa 0,9% do total do passivo, apresentou uma redução de 23,8% (R\$ 48 milhões), quando comparado com 2015, decorrente da redução do custo com energia comprada no montante de R\$ 90 milhões, compensado parcialmente com o aumento de fornecedores de materiais e serviços no montante de R\$ 42 milhões.

O saldo de R\$ 201 milhões em 2015, que representa 1,2% do total do passivo, apresentou uma redução de 25,7% (R\$ 69 milhões), quando comparado com 2014, decorrente da redução (i) do custo com energia comprada no montante de R\$ 30 milhões, e (ii) com fornecedores de materiais e serviços no montante de R\$ 39 milhões.

O saldo de R\$ 270 milhões em 2014, que representa 2% do total do passivo, apresentou um aumento de 107% (R\$ 140 milhões), quando comparado com 2013, decorrente do aumento: (i) do custo com energia comprada no montante de R\$ 127 milhões, e (ii) com fornecedores de materiais e serviços no montante de R\$ 13 milhões.

## Empréstimos, financiamentos e debêntures

O saldo de R\$ 10.880 milhões em 2016, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representa 60,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 11,5% (R\$ 1.118 milhões) quando comparado com 2015, decorrente principalmente (i) captação de empréstimos e debêntures nos montantes de R\$ 1.544 milhões e R\$ 393 milhões, respectivamente; (ii) juros e atualizações ocorridos no período de R\$ 90 milhões (líquido dos pagamentos dos encargos), e (iii) compensado pelas amortizações do principal no montante de R\$ 909 milhões.

O saldo de R\$ 9.762 milhões em 2015, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representa 59,1% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 2,2% (R\$ 209 milhões) quando comparado com 2014, decorrente principalmente (i) captação de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 1.039 milhões; (ii) juros e atualizações ocorridos no período de R\$ 207 milhões (líquido dos pagamentos dos encargos), e (iii) compensado pelas amortizações do principal no montante de R\$ 1.037 milhões.

O saldo de R\$ 9.553 milhões em 2014, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representa 60% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentando um aumento de 12% (R\$ 1.012 milhões) quando comparado com 2013, decorrente principalmente (i) da incorporação de dívida pela aquisição da Rosa do Ventos e da DESA de R\$ 1.010 milhões; (ii) captação de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 1.773 milhões; (iii) juros e atualizações ocorridos no período de R\$ 853 milhões, e (iv) compensado pelas amortizações do principal e pagamento de encargos no montante de R\$ 2.624 milhões.

As principais captações de 2016, 2015 e 2014 estão divulgadas nas demonstrações financeiras.

**Débitos fiscais diferidos****10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**

O saldo de R\$ 1.306 milhões em 2016, que representa 7,3% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 4,2% (R\$ 57 milhões) em função basicamente da redução de débitos fiscais decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis (R\$ 81 milhões), compensado parcialmente pelo aumento pela redução de créditos fiscais de bases negativas e prejuízos fiscais (R\$ 23 milhões).

O saldo de R\$ 1.363 milhões em 2015, que representa 8,3% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 2,0% (R\$ 28 milhões) em função basicamente dos débitos fiscais decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis.

O saldo de R\$ 1.376 milhões em 2014, que representa 9% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 23% (R\$ 262 milhões) decorrente basicamente dos débitos fiscais diferidos incorporados pela aquisição da Rosa dos Ventos e da DESA (R\$ 290 milhões).

**Reservas de capital**

O saldo em 2016 de R\$ 240 milhões, que representa 1,3% do total do passivo e patrimônio líquido, corresponde ao reconhecimento de transações entre os acionistas na aquisição da DESA em 2014 (R\$ 181 milhões) e da oferta pública de ações da controlada CPFL Renováveis em 2013 (R\$ 59 milhões).

O saldo em 2015 de R\$ 240 milhões, que representa 1,5% do total do passivo e patrimônio líquido, corresponde ao reconhecimento de transações entre os acionistas na aquisição da DESA em 2014 (R\$ 181 milhões) e da oferta pública de ações da controlada CPFL Renováveis em 2013 (R\$ 59 milhões).

O saldo em 2014 de R\$ 240 milhões, que representa 1% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 304% (R\$ 181 milhões) decorrente do reconhecimento de transações entre os acionistas na aquisição da DESA.

**Reservas de lucros**

Em 2016 o saldo de R\$ 293 milhões, que representa 1,6% do total do passivo e patrimônio líquido, compreende os saldos da reserva legal (R\$ 136 milhões), reserva de lucros a realizar (R\$ 158 milhões) e reserva estatutária de reforço de capital de giro (R\$163 milhões). A retenção de lucros para constituição de reserva estatutária de reforço de capital de giro em dezembro de 2015, foi totalmente revertida e destinada a pagamento de dividendos em 2016.

Em 2015 o saldo de R\$ 457 milhões, que representa 2,8% do total do passivo e patrimônio líquido, compreende os saldos da reserva legal (R\$ 136 milhões), reserva de lucros a realizar (R\$ 158 milhões) e reserva estatutária de reforço de capital de giro (R\$163 milhões) e apresentou um aumento de 55,5% (R\$ 163 milhões) quando comparado com 2014, decorrente da retenção de lucros para constituição de reserva estatutária de reforço de capital de giro em função do atual cenário econômico adverso.

Em 2014 o saldo de R\$ 294 milhões, que representa 2% do total do passivo e patrimônio líquido, que compreende os saldos da reserva legal (R\$ 136 milhões) e reserva lucros a realizar (R\$ 158 milhões) apresentou uma redução de 20% (R\$ 74 milhões) quando comparado com 2013, decorrente da reversão da reserva de lucros para investimentos (R\$ 10 milhões) e absorção de prejuízos acumulados (R\$ 64 milhões).

**Resultado abrangente acumulado**

O saldo de R\$ 394 milhões em 2016, que representa 2,2% do total do passivo e patrimônio líquido; corresponde a (i) contrapartida dos ativos avaliados pelo custo atribuído na data da transição para a contabilidade internacional no montante de R\$ 417 milhões, que apresentou uma redução de 9,4% (R\$ 26 milhões) quando comprado com 2015, e (ii) impacto do CPC 33 – benefícios a empregados no montante negativo de R\$ 23 milhões, líquidos dos efeitos fiscais; e apresentou um aumento de 64,3% (R\$ 9 milhões), quando comparado com 2015.

O saldo de R\$ 429 milhões em 2015, que representa 2,6% do total do passivo e patrimônio líquido; corresponde a (i) contrapartida dos ativos avaliados pelo custo atribuído na data da transição para a contabilidade internacional no montante de R\$ 443 milhões e (ii) impacto da revisão do CPC 33 – benefícios a empregados no montante negativo de R\$ 14 milhões, líquidos dos efeitos fiscais; e apresentou uma redução de 7,1% (R\$ 33 milhões), quando comparado com 2014, decorrente das realizações dos ativos vinculados (depreciação e baixas líquidos dos efeitos fiscais).

O saldo de R\$ 462 milhões em 2014, que representa 3% do total do passivo e patrimônio líquido, corresponde a (i) contrapartida dos ativos avaliados pelo custo atribuído na data da transição para a contabilidade internacional no montante de R\$ 469 milhões e (ii) impacto da revisão do CPC 33 – benefícios a empregados no montante negativo de R\$ 7 milhões, líquidos dos efeitos fiscais, apresentou uma redução de 5% (R\$ 26 milhões), quando comparado com

2013, decorrente das realizações dos ativos vinculados (depreciação e baixas) no montante de R\$ 26 milhões (líquido dos efeitos fiscais).

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

### **Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração de Resultado:**

	Demonstração do Resultado Consolidado (em milhões de reais)									
	2016	AH%	AH-R\$	AV%	2015	AH%	AH-R\$	AV%	2014	AV%
<b>Receita operacional</b>	2.882	7,5%	200	107,5%	2.682	1,6%	43	107,5%	2.639	107,5%
Fornecimento de energia elétrica	100	100,0%	87	3,7%	13	0,0%	13	0,5%	-	0,0%
Suprimento de energia elétrica	2.685	4,1%	106	100,1%	2.579	0,7%	19	103,4%	2.560	104,3%
Outras receitas operacionais	97	7,8%	7	3,6%	90	13,9%	11	3,6%	79	3,2%
Deduções da receita operacional	(201)	6,3%	(12)	-7,5%	(189)	2,2%	(4)	-7,6%	(185)	-7,5%
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>2.681</b>	<b>7,5%</b>	<b>187</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.494</b>	<b>1,6%</b>	<b>39</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.455</b>	<b>100,0%</b>
<b>Custo com energia elétrica</b>	<b>(366)</b>	<b>-23,4%</b>	<b>112</b>	<b>-13,7%</b>	<b>(478)</b>	<b>-40,2%</b>	<b>321</b>	<b>-19,2%</b>	<b>(799)</b>	<b>-32,5%</b>
Energia comprada para revenda	(256)	-32,8%	125	-9,5%	(381)	-47,7%	347	-15,3%	(728)	-29,7%
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição	(110)	13,4%	(13)	-4,1%	(97)	36,6%	(26)	-3,9%	(71)	-2,9%
<b>Despesa operacional</b>	<b>(1.186)</b>	<b>17,7%</b>	<b>(179)</b>	<b>-44,2%</b>	<b>(1.007)</b>	<b>8,3%</b>	<b>(77)</b>	<b>-40,4%</b>	<b>(930)</b>	<b>-37,9%</b>
Pessoal	(124)	18,8%	(20)	-4,6%	(104)	3,0%	(3)	-4,2%	(101)	-4,1%
Material	(11)	-42,1%	8	-0,4%	(19)	111,1%	(10)	-0,8%	(9)	-0,4%
Serviço de terceiros	(179)	20,9%	(31)	-6,7%	(148)	17,5%	(22)	-5,9%	(126)	-5,1%
Depreciação/amortização	(514)	4,0%	(20)	-19,2%	(494)	17,9%	(75)	-19,8%	(419)	-17,1%
Amortização de intangível de concessão	(162)	-6,4%	11	-6,0%	(173)	19,3%	(28)	-6,9%	(145)	-5,9%
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(48)	33,3%	(12)	-1,8%	(36)	-44,6%	29	-1,4%	(65)	-2,6%
Outros	(148)	348,5%	(115)	-5,5%	(33)	-49,2%	32	-1,3%	(65)	-2,6%
<b>Resultado do serviço</b>	<b>1.129</b>	<b>11,9%</b>	<b>120</b>	<b>42,1%</b>	<b>1.009</b>	<b>39,0%</b>	<b>283</b>	<b>40,5%</b>	<b>726</b>	<b>29,6%</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(922)</b>	<b>3,5%</b>	<b>(31)</b>	<b>-34,4%</b>	<b>(891)</b>	<b>17,1%</b>	<b>(130)</b>	<b>-35,7%</b>	<b>(761)</b>	<b>-31,0%</b>
Receitas financeiras	305	22,5%	56	11,4%	249	33,9%	63	10,0%	186	7,6%
Despesas financeiras	(1.227)	7,6%	(87)	-45,8%	(1.140)	20,4%	(193)	-45,7%	(947)	-38,6%
<b>Equivalência patrimonial</b>	<b>311</b>	<b>43,3%</b>	<b>94</b>	<b>11,6%</b>	<b>217</b>	<b>261,7%</b>	<b>157</b>	<b>8,7%</b>	<b>60</b>	<b>2,4%</b>
<b>Resultado antes dos tributos</b>	<b>518</b>	<b>54,7%</b>	<b>183</b>	<b>19,3%</b>	<b>335</b>	<b>1240,5%</b>	<b>310</b>	<b>13,4%</b>	<b>25</b>	<b>1,0%</b>
Contribuição social	(50)	51,5%	(17)	-1,9%	(33)	32,0%	(8)	-1,3%	(25)	-1,0%
Imposto de renda	(94)	67,9%	(38)	-3,5%	(56)	30,2%	(13)	-2,2%	(43)	-1,8%
<b>Lucro líquido</b>	<b>374</b>	<b>52,2%</b>	<b>128</b>	<b>14,0%</b>	<b>246</b>	<b>-672,0%</b>	<b>289</b>	<b>9,9%</b>	<b>(43)</b>	<b>-1,8%</b>
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	401	66,4%	160	15,0%	241	1406,3%	225	9,7%	16	0,7%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	(27)	-640,0%	(32)	-1,0%	5	-108,3%	65	0,2%	(60)	-2,4%

### **Receita Operacional Bruta**

#### **Principais variações da Receita Operacional Bruta de 2016, comparado com 2015:**

A receita operacional bruta em 2016 foi de R\$ 2.882 milhões, representando um aumento de 7,5% (R\$ 200 milhões), quando comparado com 2015. Este aumento é decorrente basicamente (i) do aumento de 4,1% (R\$ 106 milhões) com o suprimento de energia elétrica em função do aumento de 8,1% (R\$ 208 milhões) no preço médio, compensado parcialmente pela redução de 3,7% (R\$ 102 milhões) na quantidade de energia vendida; (ii) do fornecimento de energia elétrica a consumidores industrial e comercial (R\$ 86 milhões); da receita de construção de infraestrutura de concessão de transmissão de energia elétrica (R\$ 12 milhões).

#### **Principais variações da Receita Operacional Bruta de 2015, comparado com 2014:**

A receita operacional bruta em 2015 foi de R\$ 2.682 milhões, representando um aumento de 1,6% (R\$ 43 milhões), quando comparado com 2014. Este aumento é decorrente basicamente (i) do aumento de 0,7% (R\$ 19 milhões) com o suprimento de energia elétrica em função do aumento de 5,4% (R\$ 132 milhões) na quantidade de energia vendida, compensado pela redução de 4,4% (R\$ 113 milhões) no preço médio; (ii) do fornecimento de energia elétrica a consumidores industrial e comercial (R\$ 13 milhões) a partir do terceiro trimestre de 2015; (iii) do aumento de 13,9% (R\$ 11 milhões) com outras receitas e rendas por conta dos lucros cessantes recebidos em usina de biomassa (R\$ 29 milhões) e remuneração do ativo financeiro de concessão das transmissoras (R\$ 9 milhões), compensado pela redução de 44,5% com receita de construção da infraestrutura de concessão de transmissão (R\$ 30 milhões).

### **Custo com energia elétrica**

#### **Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2016, comparado com 2015:**

O custo com energia elétrica de 2016 foi de R\$ 366 milhões, representando uma redução de 23,4% (R\$ 112 milhões), quando comparado com 2015, decorrente: (i) da redução de 32,9% (R\$ 125 milhões) com o custo de energia elétrica comprada para revenda em função da redução de 2,4% (R\$ 96 milhões) do preço médio praticado, redução de 14,8% (R\$ 46 milhões) na quantidade da energia adquirida e redução de 60,7% (R\$ 17 milhões) de créditos de PIS e COFINS; (ii) da redução de 13,8% (R\$ 4 milhões) com encargos do uso do sistema de distribuição e encargos do serviço do sistema; compensado parcialmente (iii) pelo aumento de 10,0% (R\$ 7 milhões) com encargos da rede básica e (iv) R\$ 11 milhões com encargos de conexão.



## **10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**

### **Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2015, comparado com 2014:**

O custo com energia elétrica de 2015 foi de R\$ 478 milhões, representando uma redução de 40,2% (R\$ 321 milhões), quando comparado com 2014. decorrente: (i) da redução de 47,7% (R\$ 347 milhões) com o custo de energia elétrica comprada para revenda em função da redução de 44,3% (R\$ 322 milhões) do preço médio da energia adquirida, principalmente da energia adquirida no ambiente de contratação livre (R\$ 285 milhões), bem como pela redução de 6,2% (R\$ 25 milhões) na quantidade de energia adquirida; redução compensada em parte pelo aumento de 36,6% (R\$ 26 milhões) nos encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição principalmente com os encargos da rede básica (R\$ 18 milhões) e encargos do uso do sistema de distribuição (R\$ 7 milhões).

### **Despesas Operacionais**

#### **Principais variações das Despesas Operacionais de 2016, comparado com 2015:**

As Despesas Operacionais de 2016 foram de R\$ 1.186 milhões, representando um aumento de 17,7% (R\$ 179 milhões), quando comparado com 2015, justificado basicamente pelo: (i) aumento de 6,7% (R\$ 31 milhões) com serviços de terceiros; (ii) aumento de 18,8% da despesa de pessoal; (iii) aumento de 4,0% (R\$ 20 milhões) das despesas de depreciação e amortizações; (iv) aumento de 33,3% (R\$ 12 milhões) com custos de construção da infraestrutura da concessão de transmissão; e (v) aumento de 348,5% (R\$ 115 milhões) com outras despesas operacionais decorrente basicamente: da perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (R\$ 50 milhões); da provisão para redução ao valor recuperável de ativos (R\$ 40 milhões) registrado na CPFL Renováveis em 2016; e do início da amortização de prêmio pago da GSF em 2016 (R\$ 10 milhões), e aumento de 30,0% (R\$ 5 milhões) em despesas com arrendamento e alugueres de ativo. Esses aumentos foram compensados pela redução de 6,4% (R\$ 11 milhões) com a despesa de amortização do intangível da concessão e 42,1% (R\$ 8 milhões) com a despesa de material de consumo e manutenção.

#### **Principais variações das Despesas Operacionais de 2015, comparado com 2014:**

As Despesas Operacionais de 2015 foram de R\$ 1.007 milhões, representando um aumento de 8,3% (R\$ 77 milhões), quando comparado com 2014, justificado basicamente: (i) pelo aumento de 18,3% (R\$ 103 milhões) das despesas de depreciação e amortizações; (ii) aumento de 17,5% (R\$ 22 milhões) com serviços de terceiros; (iii) aumento de 111,1% (R\$ 10 milhões) com materiais de consumo e manutenção; compensados parcialmente pela redução de 44,6% (R\$ 29 milhões) com custos de construção da infraestrutura de transmissão e redução de 651,3% (R\$ 17 milhões) com baixa e venda de ativos não circulantes.

### **Resultado Financeiro**

#### **Principais variações do Resultado Financeiro de 2016, comparado com 2015:**

O Resultado Financeiro apresentou uma despesa líquida de R\$ 922 milhões em 2016, representando um aumento de 3,5% (R\$ 31 milhões), comparado com a despesa líquida de 2015. Esta variação decorre basicamente do:

- Aumento nas despesas financeiras de 7,6% (R\$ 87 milhões), principalmente em função do aumento de 9,9% (R\$ 109 milhões) com encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais, parcialmente compensado pelo aumento dos custos com juros capitalizados (R\$ 22 milhões),
- Aumento nas receitas financeiras de 22,7% (R\$ 57 milhões), decorrentes basicamente: (i) do aumento de R\$ 39 milhões com atualizações monetárias e cambiais; (ii) do aumento de 29,7% (R\$ 49 milhões) com renda de aplicações financeiras; compensados parcialmente (iii) pela redução de 50,3% (R\$ 26 milhões) com outras receitas financeiras, principalmente na atualização de créditos fiscais e acréscimos e multas moratórias; e (iv) pelo aumento de 112,6% (R\$ 6 milhões) com encargos de PIS e Cofins sobre receitas financeiras, que é registrado como redução da receita financeira.

#### **Principais variações do Resultado Financeiro de 2015, comparado com 2014:**

O Resultado Financeiro apresentou uma despesa líquida de R\$ 891 milhões em 2015, representando um aumento na despesa de R\$ 130 milhões, comparado com 2014. Esta variação decorre basicamente do:

- Aumento nas receitas financeiras de 33,9% (R\$ 63 milhões), decorrentes basicamente do aumento de R\$ 31 milhões com atualizações monetárias e cambiais e aumento de R\$ 35 milhões com outras receitas em função de atualização de créditos fiscais (R\$ 15 milhões) e acréscimos e multas moratórias (R\$ 20 milhões), compensados

**10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais** parcialmente pelo aumento das deduções de PIS e COFINS sobre as receitas financeiras (R\$ 5 milhões), que é registrado como redução da receita financeira.

- Aumento nas despesas financeiras de 20,4% (R\$ 193 milhões), principalmente em função do: (i) aumento de 26,2% (R\$ 228 milhões) com encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais, compensado parcialmente pelo aumento dos custos com juros capitalizados (R\$ 28 milhões).



**10.2 Resultado operacional e financeiro****10.2 Comentários dos diretores sobre:**

- a) resultados das operações do emissor, em especial:**  
**i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita**

A CPFL Geração compreende os grandes empreendimentos hidrelétricos do grupo CPFL Energia, as UHEs Serra da Mesa, Foz do Chapecó, Campos Novos, Barra Grande, Castro Alves, Monte Claro e 14 de Julho, bem como as térmicas a óleo combustível (UTES Termonordeste e Termoparaíba), além de 3 PCHs (Rio do Peixe I, Rio do Peixe II e Macaco Branco). A capacidade instalada da CPFL Geração é de 2.132 MW.

A CPFL Geração também detém 51,6% da CPFL Renováveis, que é líder no segmento de energia renovável, atuando nas quatro fontes: eólica, biomassa, PCH e solar. Em 31 de dezembro de 2016, o portfólio da CPFL Renováveis totalizava 2.054 MW de capacidade instalada em operação, compreendendo 39 PCHs (423 MW), 43 parques eólicos (1.260 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda estão em construção 2 parques eólicos (48,3 MW) e 1 PCHs (26,5 MW), sendo o cronograma de entrada em operação da seguinte forma: 48,3 MW em 2018, 51,3 MW em 2018 e 26,5 MW em 2020.

Em maio de 2016, a PCH Mata Velha, localizada no município de Unaí/MG, iniciou sua operação com 24 MW de capacidade instalada. Os parques eólicos dos Complexos Campo dos Ventos (São Domingos, Ventos de São Martinho e Campo dos Ventos I, III e V) e São Benedito (Ventos de São Benedito, Ventos de Santo Dimas, Santa Mônica e Santa Úrsula), localizados no estado do Rio Grande do Norte, tiveram suas obras encerradas em dezembro de 2016, com a entrada em operação comercial dos últimos aerogeradores, de um total de 110 (os primeiros aerogeradores entraram em operação comercial em maio de 2016); a capacidade instalada combinada é de 231 MW.

- ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais**

**Resultados das Operações: 2016 em comparação com 2015****Receita Operacional Líquida**

Em comparação com 2015, as receitas operacionais líquidas aumentaram 7,5% (ou R\$ 187 milhões), totalizando R\$ 2.681 milhões em 2016. Esse aumento deveu-se principalmente ao (i) aumento de R\$ 87 milhões na receita de consumidores livres, passando de R\$ 13 milhões em 2015 para R\$ 100 milhões em 2016, impulsionado principalmente pela migração de consumidores especiais livres cativos, principalmente no setor Comercial, compensado por uma diminuição dos preços médios de venda; (ii) aumento de 4,1% (R\$ 106 milhões) com a receita de suprimento de energia elétrica decorrente basicamente do aumento de 9,9% (R\$ 48 milhões) na receita de vendas para Furnas (substancialmente por conta do preço); aumento de 6,1% (R\$ 120 milhões) na receita de vendas para outras concessionárias e permissionárias, impulsionado pelos aumentos nos preços médios de venda, compensado uma redução de 55,1% (R\$ 62 milhões) com a venda de energia elétrica de curto prazo decorrente principalmente redução de 36,6% (R\$ 29 milhões) no volume de energia vendido e redução de 26,8% (R\$ 33 milhões) nos preços médios de venda, e (iii) aumento de 32,2% (R\$ 12 milhões) com a receita de construção da infraestrutura de concessão de transmissão de energia elétrica.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por: (i) pela redução de 10,4% (R\$ 5 milhões) com outras receitas e rendas e aumento de 6,5% (R\$ 12 milhões) com as deduções à receita operacional decorrente basicamente do aumento de 6,3% (R\$ 11 milhões) com PIS e Cofins sobre as receitas operacionais.

**Custos e Despesas Operacionais****Energia Comprada para Revenda**

Os custos com compra de energia elétrica foram de R\$ 366 milhões em 2016, uma redução de R\$ 112 milhões, ou 23,4% em relação a 2015. Esta variação é explicada pela: (i) redução de 30,6% (R\$ 94 milhões) com a energia adquirida no ambiente de contratação livre – ACL impulsionada pela queda de 16,0% no preço médio e 24,3% na quantidade da energia adquirida; (ii) redução de 47,2% (R\$ 48 milhões) com energia de curto prazo, impulsionada pela queda de 42,2% no preço médio e 1,3% na quantidade da energia adquirida; (iii) redução de 8,1% (R\$ 2 milhões) com os encargos do uso do sistema de distribuição; (iv) redução de 111,3% (R\$ 2 milhões) com os encargos de serviço do sistema – ESS. Essas reduções foram compensadas parcialmente (i) pelo aumento de R\$ 11 milhões com os encargos

de conexão, (ii) pelo aumento de 10,0% (R\$ 7 milhões) com o encargo da rede básica, e (iii) pela redução de 60,7% (R\$ 17 milhões) com créditos de PIS e COFINS.

## **10.2 - Resultado Operacional e Financeiro**

### **Despesas Operacionais**

Nossas despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, custos relativos a construção de infraestrutura de concessão, despesas de vendas e despesas gerais. As despesas operacionais foram de R\$ 1.186 milhões em 2016, um aumento de R\$ 179 milhões, ou 17,7% em relação a 2015. Este incremento é justificado basicamente: (i) do aumento de 348,5% (R\$ 115 milhões) com outras despesas operacionais decorrente basicamente: (a) da perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (R\$ 50 milhões), principalmente das baixas de ativos das PCHs Aiuruoca (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); (b) da provisão para redução ao valor recuperável de ativos (R\$ 40 milhões) na PCH Aiuruoca; (c) do reconhecimento em 2016 da amortização de prêmio pago da GSF (R\$ 10 milhões), vide nota XX às nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas e (d) do aumento de 30,0% (R\$ 5 milhões) em despesas com arrendamento e alugueres de ativo (ii) aumento de 6,7% (R\$ 31 milhões) com serviços de terceiros; (iii) aumento de 18,8% (R\$ 20 milhões) da despesa de pessoal; (iv) aumento de 4,0% (R\$ 20 milhões) das despesas de depreciação e amortizações; e (v) aumento de 33,3% (R\$ 12 milhões) com custos de construção da infraestrutura da concessão de transmissão. Esses aumentos foram compensados pela redução de 6,4% (R\$ 11 milhões) com a despesa de amortização do intangível da concessão e 42,1% (R\$ 8 milhões) com a despesa de material de consumo e manutenção.

### **Resultado Financeiro**

O Resultado Financeiro apresentou uma despesa financeira líquida foi de R\$ 922 milhões em 2016 que em comparação com a despesa líquida R\$ 891 milhões em 2015, apresentando um aumento de R\$ 31 milhões ou 3,5%. Este aumento é justificado basicamente: (i) pelo aumento nas despesas financeiras de 7,6% (R\$ 87 milhões), principalmente em função de encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais (R\$ 109 milhões), compensado parcialmente pelo aumento dos custos com juros capitalizados (R\$ 22 milhões) e (ii) pelo aumento nas receitas financeiras de 22,7% (R\$ 57 milhões), decorrentes do aumento de 29,7% (R\$ 49 milhões) com renda de aplicações financeiras; compensados parcialmente (iii) pela redução de 50,3% (R\$ 26 milhões) com outras receitas financeiras, principalmente na atualização de créditos fiscais e acréscimos e multas moratórias; e (iv) pelo aumento de 112,6% (R\$ 6 milhões) com encargos de PIS e COFINS sobre receitas financeiras, que é registrado como redução da receita financeira.

### **Imposto de Renda e Contribuição Social**

Foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$ 144 milhões, em 2016 que comparado com R\$ 89 milhões de 2015, apresenta um aumento de R\$ 55 milhões ou 61,8%, explicado pelo aumento do lucro tributável apurado no período.

### **Lucro Líquido do Exercício**

Devido aos fatores explicados acima, apresentamos um lucro líquido em 2016 de R\$ 374 milhões, que comparado ao lucro líquido apurado em 2015 de R\$ 246 milhões, apresentou um aumento de 52,2% ou R\$ 128 milhões.

## **Resultados das Operações: 2015 em comparação com 2014**

### **Receita Operacional Líquida**

Em comparação com 2014, as receitas operacionais líquidas aumentaram 1,6% (ou R\$ 39 milhões) em 2015, totalizando R\$ 2.494 milhões. Este aumento é decorrente basicamente do aumento: (i) do aumento de 0,8% (R\$ 19 milhões) com o suprimento de energia elétrica, em função do aumento de 5,4% (R\$ 132 milhões) no preço da energia vendida, compensado pela redução de 4,4% (R\$ 113 milhões) na quantidade de energia vendida; (ii) do fornecimento de energia elétrica a consumidores industrial e comercial (R\$ 13 milhões) a partir do terceiro trimestre de 2015; (iii) do aumento de 13,9% (R\$11 milhões) com outras receitas e rendas por conta dos lucros cessantes recebidos em usina de biomassa (R\$ 29 milhões) e remuneração do ativo financeiro de concessão das transmissoras (R\$ 9 milhões), compensado pela redução de 44,5% com receita de construção da infraestrutura de concessão de transmissão (R\$ 30 milhões), e (iii) compensado pelo aumento de 2,2% (R\$ 4 milhões) com as deduções da receita operacional.

### **Custos e Despesas Operacionais**

Energia Comprada para Revenda

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

Os custos com compra de energia elétrica foram de R\$ 478 milhões em 2015, uma redução de R\$ 321 milhões, ou 40,2% em relação a 2014. Esta variação é explicada pelo: (i) redução de 47,7% (R\$ 347 milhões) com o custo de energia elétrica comprada para revenda em função da queda de 44,3% (R\$ 322 milhões) no preço médio da energia adquirida, principalmente da energia adquirida no ambiente de contratação livre (R\$ 285 milhões), bem como pela redução de 6,2% (R\$ 25 milhões) na quantidade de energia adquirida; (ii) Essa redução foi compensado pelo aumento de 35,8% (R\$ 25 milhões) nos encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição principalmente com os encargos da rede básica (R\$ 18 milhões) e encargos do uso do sistema de distribuição (R\$ 7 milhões).

### Despesas Operacionais

Nossas despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, custos relativos a construção de infraestrutura de concessão, despesas de vendas e despesas gerais. As despesas operacionais foram de R\$ 1.007 milhões em 2015, um aumento de R\$ 78 milhões, ou 8,3% em relação a 2014. Este incremento é justificado basicamente pelos aumentos de: (i) 18,3% (R\$ 103 milhões) das despesas de depreciação e amortizações; (ii) 17,5% (R\$ 22 milhões) com serviços de terceiros; (iii) 0,8% (R\$ 10 milhões) com matérias de consumo e manutenção, compensados parcialmente pela redução de 44,3% (R\$ 29 milhões) com os custos de construção da infraestrutura de transmissão e redução de 651,3% (R\$ 17 milhões) com baixa e venda de ativos não circulantes.

### Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro apresentou uma despesa financeira líquida foi de R\$ 891 milhões em 2015 que em comparação com R\$ 761 milhões em 2014, apresentando um aumento de R\$ 130 milhões ou 17,1%. Este aumento é justificado basicamente: (i) pelo aumento nas despesas financeiras de 20,4% (R\$ 193 milhões), principalmente em função de encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais (R\$ 228 milhões), compensado parcialmente pelo aumento dos custos com juros capitalizados (R\$ 28 milhões) e (ii) pelo aumento nas receitas financeiras de 33,9% (R\$ 63 milhões), decorrentes basicamente do aumento de R\$ 31 milhões com atualizações monetárias e cambiais e aumento de R\$ 32 milhões com outras receitas em função de atualização de créditos fiscais (R\$ 15 milhões) e acréscimos e multas moratórias (R\$ 20 milhões), compensados parcialmente pelo aumento das deduções de PIS e COFINS sobre as receitas financeiras (R\$ 5 milhões), que é registrado como redução da receita financeira.

### Imposto de Renda e Contribuição Social

Foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$ 89 milhões, em 2015 que comparado com R\$ 68 milhões de 2014, apresenta um aumento de R\$ 21 milhões ou 3,6%, explicado pela redução do lucro tributável apurado no período.

### Lucro Líquido do Exercício

Devido aos fatores explicados acima, apresentamos um lucro líquido em 2015 de R\$ 246 milhões, revertendo o prejuízo líquido apurado em 2014 de R\$ 43 milhões.

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

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

#### **c) impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor;**

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

### **10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras**

#### **10.3 Comentários dos diretores sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados**

##### **a) introdução ou alienação de segmento operacional**

Não aplicável em razão da Companhia não ter introduzido ou alienado segmento operacional.

##### **b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária**

Até o início de 2014, com a aquisição do parque eólico Rosa dos Ventos e a estimativa para a operação total dos Parques Eólicos Macacos I e Atlântica, nossa Capacidade Instalada aumentará para 3.113 MW. Até 2016, esperamos que o complexo do Campo dos Ventos e o complexo de São Benedito entrem em operação e até 2018, esperamos que o complexo Pedra Cheirosa entre em operação, o que aumentaria nossa Capacidade Instalada para 3.292 MW.

Em fevereiro de 2014, CPFL Renováveis assinou um contrato com Arrow – Fundo de Investimento em Participações, ou Arrow, um fundo de investimento, para a aquisição da subsidiária indireta da Arrow, Dobrevê Energia S.A., ou DESA. O contrato prevê que empresa controladora intermediária da Arrow, WF2 Holding S.A., ou WF2, que detém a DESA, será incorporada na CPFL Renováveis. Como resultado, o capital social da CPFL Renováveis será aumentado através da emissão de novas ações ordinárias, a CPFL Renováveis assumiu a dívida da WF2, no montante de aproximadamente R\$ 200 milhões a partir de 31 de dezembro de 2013, e a Arrow receberá novas ações ordinárias da CPFL Renováveis representando 12,27% do capital social total da CPFL Renováveis.

Em Assembleias Gerais Extraordinárias com eficácia das aprovações em 1º de outubro de 2014, os acionistas da CPFL Renováveis bem como FIP Arrow, aprovaram o Protocolo de Incorporação e o Termo de Encerramento da Associação. Conseqüentemente, em 1º de outubro de 2014, o FIP Arrow efetuou a contribuição do acervo líquido da WF2 como aumento de capital na CPFL Renováveis, que por sua vez emitiu 61.752.782 novas ações ordinárias em nome do FIP Arrow, que se tornou acionista da CPFL Renováveis com uma participação de 12,27%. Após o aumento de capital realizado, a CPFL Renováveis incorporou a WF2, extinguindo essa sociedade, e a CPFL Renováveis passou a deter diretamente 100% das ações de emissão da DESA e, conseqüentemente, a DESA passou a ser controlada pela CPFL Renováveis.

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").

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.

##### **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**

Em função da promulgação das Leis nº 11.638/07 e nº 11.941/09, durante o exercício de 2008, o CPC emitiu e a CVM aprovou uma série de Pronunciamentos e Interpretações contábeis que tinha por objetivo a convergência das práticas contábeis brasileiras às práticas internacionais de contabilidade ("IFRS"). Tais pronunciamentos foram integralmente aplicados concluindo a primeira fase do processo de convergência.

Para que o processo fosse totalmente concluído, novos pronunciamentos foram emitidos ao longo de 2009 e 2010, de modo a permitir que as demonstrações financeiras consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2010 fossem aplicadas em consonância com as normas internacionais.

#### **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.

#### **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.

#### **2014**

As demonstrações financeiras de 2014 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 2014. 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 adotada pela Companhia.

#### **c) ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor**

No Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, datado de 13 de março de 2017, emitido pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfases ou ressalvas.

**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.**

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

## 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 2016 não há itens que não aparecem 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 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 dos empreendimentos de geração. A tabela a seguir apresenta os investimentos da Companhia nos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2014, 2015 e 2016 e a previsão para o quinquênio de 2017 e 2021 (em milhões de reais):

	Realizado			Previsto				
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Geração	14	7	8	14	14	11	10	8
Renováveis	251	494	979	726	120	51	29	28
<b>Total</b>	<b>265</b>	<b>501</b>	<b>987</b>	<b>740</b>	<b>134</b>	<b>62</b>	<b>39</b>	<b>36</b>

Além dos investimentos acima, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016, houve um investimento de R\$ 51 milhões (R\$ 37 milhões em 2015) relacionados à construção de linhas de transmissão da CPFL Transmissão Piracicaba e CPFL Transmissão Morro Agudo que, de acordo com o ICPC01/IFRIC 12, está registrado como "Ativo Financeiro da Concessão" (ativo não circulante).

Planejamos investir aproximadamente R\$ 740 milhões em 2017 e aproximadamente R\$ 134 milhões em 2018. Dos investimentos totais orçados para este período, R\$ 846 milhões em nosso segmento de Energia Renovável e R\$ 28 milhões no nosso segmento de Geração Convencional. Além disso, planejamos investir R\$48 milhões em 2017 para a construção de linhas de transmissão (na nossa atividade de transmissão).

##### 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, a Companhia e 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;

##### **Em 2016**

- Não houve aquisições de plantas, equipamentos ou outros ativos que influenciassem materialmente a capacidade produtiva da Companhia.

##### **Em 2015**

- Não houve aquisições de plantas, equipamentos ou outros ativos que influenciassem materialmente a capacidade produtiva da Companhia.

## 10.8 - Plano de Negócios

### Em 2014

- Em fevereiro de 2014, a Companhia e a controlada CPFL Renováveis celebraram um acordo de associação mediante 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 pela CPFL Renováveis. O Arrow – Fundo de Investimentos e Participações ("FIP Arrow") era detentor da totalidade do capital social da WF2. A associação foi concluída em 1º de outubro de 2014, após superadas todas as condições precedentes.

Para mais detalhes sobre a aquisições de plantas e outros ativos, vide item 10.3.b supracitado.

### **c) novos produtos e serviços:**

#### **i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas;**

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

#### **ii. montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços;**

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

#### **iii. projetos em desenvolvimento já divulgados;**

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

#### **iv. montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços.**

Não aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

**10.9 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.

## 11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

<b>11.2 Na hipótese de o emissor ter divulgado, durante os 3 últimos exercícios sociais, projeções sobre a evolução de seus indicadores:</b>
--

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

Nos termos do artigo 20 a Instrução CVM 480, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa, desde que a Companhia não tenha divulgado projeções ou estimativas. Dessa forma, a Companhia optou por também não divulgar neste Formulário de Referência projeções de qualquer natureza (inclusive operacionais ou financeiras) relacionadas a ela ou às suas atividades e às de suas controladas.

- b) quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções;**

Não aplicável, 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 de cada órgão e comitê, identificando se possuem regimento interno próprio**

A Companhia é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva, que são compostos e funcionam em conformidade com o Estatuto Social.

**a.1) Conselho de Administração**

O Conselho de Administração da Companhia é um órgão colegiado, eleito pela Assembleia Geral, que poderá ser composto pelo mínimo de três membros e o máximo de sete membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de um ano, sendo permitida a reeleição. Atualmente, o Conselho de Administração da Companhia é composto por três membros.

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. 18 e respectivas alíneas do Estatuto Social da Companhia, destacando-se, dentre elas, o estabelecimento das políticas gerais de negócios, a eleição da Diretoria e supervisão do exercício de suas funções, a manifestação sobre o Relatório da Administração e as contas da Diretoria, a aprovação da contratação de instituição depositária para prestação de serviços de ações escriturais, a deliberação sobre aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, a autorização para celebração de contratos de qualquer natureza, contratos com acionistas e com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, a seleção e/ou destituição dos auditores externos da Companhia, a constituição de garantias em negócios relacionados aos interesses da Companhia e de suas sociedades controladas ou coligadas, a deliberação sobre a criação de Comitês de assessoramento, a aprovação de alteração em contratos de concessão firmado pela Companhia, pelas suas sociedades 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](http://www.cpfl.com.br/ri)).

**a.2) Diretoria**

A Diretoria Executiva da Companhia é responsável pela administração cotidiana de suas operações. Nos termos do Estatuto Social, é composta por até seis membros eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição.

As atribuições da Diretoria Executiva estão previstas nos arts. 19, 23 e 26 do Estatuto Social da Companhia, sendo sua responsabilidade, dentre outras atribuições, 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 plano quinquenal, bem como suas revisões anuais e o orçamento anual, (iv) recomendar ao Conselho de Administração da Companhia a aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, (v) constituição de garantias aos negócios de interesse da Companhia e, ainda, (vi) celebração de contratos com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas.

**a.3) Comitês e Comissões**

A Companhia, por regras de Governança Corporativa, deve ter suas matérias submetidas ao Conselho de Administração e devem ser apreciadas pelo Conselho de Administração da controladora CPFL Energia e, conseqüentemente, por seus comitês e comissões.

**b) data de instalação do conselho fiscal, se este não for permanente, e de criação dos comitês;**

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

**c) mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê / e) mecanismos de avaliação de desempenho dos membros do conselho de administração, dos comitês e da diretoria**

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

**d) em relação aos membros da diretoria, suas atribuições e poderes individuais;**

As atribuições individuais dos membros da Diretoria Executiva estão previstas nas alíneas "a", "b", "c", "d", "e", e "f" do parágrafo único do Art. 19 do Estatuto Social da Companhia, e compete:

Ao Diretor-Presidente, dirigir todos os negócios e a administração geral da Companhia e exercer as demais atribuições que lhe foram conferidas por este Estatuto Social, pelo Conselho de Administração e, ainda, privativamente: (i) convocar e presidir as reuniões da Diretoria; (ii) conceder licença aos membros da Diretoria e indicar-lhes substitutos; (iii)

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

coordenar e orientar os trabalhos dos demais Diretores; (iv) propor ao Conselho de Administração as áreas de atuação de cada Diretor; (v) tomar decisões de caráter de urgência de competência da Diretoria, "*ad referendum*" desta; (vi) representar a Companhia em Assembleias Gerais de acionistas ou indicar um Diretor ou um procurador para representá-lo; (vii) receber citação inicial e representar a Companhia em Juízo ou fora dele, ou indicar um Diretor para fazê-lo; e (viii) dirigir e liderar o desenvolvimento da estratégia corporativa da Companhia, coordenando os processos de planejamento empresarial, bem como avaliar o potencial, planejar o desenvolvimento de novos negócios de geração de energia elétrica e atividades correlatas ou complementares (parágrafo único do Art. 19, alínea "a");

Ao Diretor de Assuntos Regulatórios compete dirigir e liderar a gestão regulatória, incluindo o acompanhamento das atualizações de regulamentação do setor elétrico (parágrafo único do Art. 19, alínea "b");

O Diretor Financeiro, dirigir e liderar a administração e gestão das atividades financeiras da Companhia e suas controladas, incluindo a análise de investimentos e definição dos limites de exposição a risco, propositura e contratação de empréstimos e financiamentos, operações de tesouraria, planejamento e controle financeiro e tributário, e a gestão das atividades inerentes à Contabilidade da Companhia, competindo-lhe, ainda, desempenhar as funções de representante da Companhia em suas relações com investidores e o mercado de capitais (parágrafo único do Art. 19, alínea "c");

Ao Diretor de Gestão de Energia, dirigir as operações de comercialização de energia da Companhia, planejando e realizando as atividades de compra e venda de energia, com observância de adequada gestão de risco; planejar e executar o atendimento comercial, bem como o desenvolvimento e a oferta de serviços de valor agregado para grandes clientes (parágrafo único do Art. 19, alínea "d");

Ao Diretor de Geração, dirigir o negócio de geração de energia elétrica, respondendo pelas operações das companhias controladas e coligadas que atuam nessa área; gerir as atividades de contratação de serviços e compra de bens, materiais e equipamentos da Companhia e de suas controladas; propor, examinar, avaliar, planejar e implantar novos projetos, investimentos e serviços de geração de energia, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia e suas controladas (parágrafo único do Art. 19, alínea "e");

Ao Diretor Administrativo compete dirigir e liderar as atividades de tecnologia de informação, suprimentos, infraestrutura e logística administrativa da Companhia e suas controladas; gerir os processos e sistemas de gestão organizacional, propor e/ou disseminar as normas internas; competindo-lhe, ainda, propor, examinar, avaliar, planejar e implantar novos projetos e investimentos pertinentes às referidas atividades, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia e suas controladas. (parágrafo único do Art. 19, alínea "f").

**e) mecanismos de avaliação de desempenho dos membros do conselho de administração, dos comitês e da diretoria.**

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

**12.2 Descrever as regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais, indicando:**

- a. prazos de convocação
- b. competências
- c. endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise
- d. identificação e administração de conflitos de interesses
- e. solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto
- f. formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico
- g. manutenção de fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias
- h. transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio das assembleias
- i. mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas

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



**12.3 Descrever as regras, políticas e práticas relativas ao conselho de administração indicando:**

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

## **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.**

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

**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			
Wagner Luiz Schneider de Freitas	02/02/1972	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2017	2 anos até 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019	0
024.833.017-97	engenheiro metalurgico e de materiais	19 - Outros Diretores Diretor de Administração	05/05/2017	Sim	0.00%
Gustavo Estrella	11/03/1974	Pertence apenas à Diretoria	04/04/2017	2 anos - até 1ª RCA após AGO que se realizar em 2019	5
037.234.097-09	Administrador de Empresas	12 - Diretor de Relações com Investidores	05/04/2017	Sim	0.00%
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores - Eleição em: 04/04/2017 - Posse: 05/04/2017 - Mandato 2 anos - até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2019					
Rodolfo Coli	28/12/1972	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2017	2 anos até 1ª RCA após AGO de 2019, prevista para Abril/19	3
962.391.316-87	engenheiro	19 - Outros Diretores Diretor de Gestão de Energia	05/05/2017	Sim	0.00%
Oswaldo Cia	10/04/1963	Pertence apenas ao Conselho de Administração	04/05/2017	2 anos - até AGO que se realizar em 2019	1
045.777.558-07	Eletrotécnico	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	04/05/2017	Não	0.00%
Tiago da Costa Parreira	05/08/1983	Pertence apenas ao Conselho de Administração	26/04/2018	1 ano até 1ª AGO que ocorrer em 2019	0
013.245.736-94	economista	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	26/04/2018	Sim	0.00%
Diretor de Finanças Corporativas					
Karin Regina Luchesi	28/10/1976	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	04/05/2017	2 anos - até AGO que se realizar em 2019	4
219.880.918-45	Engenheira de produção	30 - Presidente do C.A. e Diretor Presidente	04/05/2017	Sim	100.00%

**12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal**

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			

Diretora Presidente cuja eleição e posse ocorreram em 09/03/2018, com o mandato de 2 (dois) anos, a partir da data de assinatura do Termo de Posse, permanecendo a Diretora eleita investida no cargo até que ocorra a Reunião de Conselho de Administração seguinte à Assembleia Geral Ordinária do exercício social de 2019

**Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência**

Wagner Luiz Schneider de Freitas - 024.833.017-97

Graduado em Engenharia Metalúrgica e de Materiais pelo Instituto Militar de Engenharia - IME/RJ em 1994, com especializações em Engenharia de Materiais pela Universidade Federal do Paraná - UFPR/PR em 1996, em Logística pelo Instituto de Logística da Aeronáutica - ILA/SP em 1997, e mestrado em Engenharia Mecânica e Aeronáutica, Gestão Industrial e Desenvolvimento Estratégico pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica - ITA/SP em 2003. Atuou como Engenheiro de Qualidade pela Volkswagen/Audi de 1998 a 2000. Atuou como Engenheiro de Qualidade na Embraer de 2000 a 2003 em São José dos Campos – SP e posteriormente como Gerente de Operações e Qualidade em Fort Lauderdale - Flórida/EUA de 2003 a 2005, e como Gerente Sênior em São José dos Campos/SP de 2005 a 2008. Foi Consultor pela McKinsey & Company de 2008 a 2010. Atuou como Diretor de Operações do Grupo Positivo de 2010 a 2012 e como Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento da Whirlpool - Embraco. Atualmente é Diretor Administrativo da CPFL Geração, da CPFL Piratininga, da CPFL Paulista, da RGE, e das demais subsidiárias da CPFL Energia. Foi eleito Diretor Vice-Presidente de Planejamento e Gestão Empresarial da CPFL Energia em 2015. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. Wagner Schneider de Freitas não esteve sujeito a nenhum efeito 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 - Graduado em Administração de Empresas pela Universidade do Rio de Janeiro – UNERJ, com MBA em Finanças pela IBMEC-RJ. Atuou no Grupo Lafarge e nas empresas Light and Brasil Telecom. Desde 2001, atua na CPFL Energia, na posição de Gerente de Planejamento Econômico e Finanças, Diretor de Relações com Investidores e Diretor de Planejamento e Controle. Desde fevereiro de 2013 é o Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração, RGE e de outras subsidiárias do grupo CPFL Energia. O Sr. Gustavo Estrella é atualmente Vice-Presidente do Conselho de Administração da CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE. Nos últimos 5 (cinco) anos o Sr. Gustavo Estrella 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 a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Rodolfo Coli - 962.391.316-87

Possui longo histórico no setor elétrico. Entre os lugares nos quais trabalhou, destacam-se a ARSESP – Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo e a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Durante esse período, trabalhou na fiscalização das concessionárias do Estado de São Paulo e participou, desde 2002, da consolidação do mercado livre de energia no País. Em 2009, Rodolfo atuou na CPFL Brasil e, posteriormente, na ERSA, desde o início da operação das usinas que, com a associação de parte dos ativos da CPFL Geração, culminou na criação da CPFL Renováveis, em 2011. É bacharel em Direito pela Faculdade de Direito do Sul de Minas – Pouso Alegre (1996), formado em Engenharia elétrica pela Universidade Federal de Itajubá – Unifei (1998), e possui mestrado em Energia, Sistemas e Potência, pela Escola Politécnica da USP (Poli - 2001), além de Especialização em Regulação do Setor Elétrico, curso promovido pelas universidades Unifei, USP e Unicamp (2002). Atualmente, atuava como gestor à frente da Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, na Diretoria de Planejamento Energético e Gestão de Energia. Nos últimos cinco anos o Sr. Rodolfo Coli não esteve sujeito a nenhum efeito 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 a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Oswaldo Cia - 045.777.558-07

Formado em Técnico em Eletroeletrônica pelo SENAI – Americana. Ingressou na CPFL Paulista em 1985, através de Concurso Público como Leiturista, Eletricista de Distribuição, Eletricista de Linhas Vivas de Distribuição de 15 kv. Em 2011, foi eleito pelos empregados como Conselheiro do CRE. Em 2013 foi eleito Secretário Geral do CRE, cargo que exerceu até 2017. Em abril de 2017, foi eleito Conselheiro Representante do Empregados na CPFL Paulista, para exercer o mandato até 2019. Nos últimos cinco anos o Sr. Oswaldo Cia não esteve sujeito a nenhum efeito 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 a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Tiago da Costa Parreira - 013.245.736-94

Formado em Economia pela Universidade Estadual de Campinas e com Mestrado em Administração de Empresas pela Fundação Dom Cabral. Iniciou sua carreira em 2005 na CPFL, atuando como analista de mercado de capitais e tesouraria. Atuou durante cinco anos como Gerente de Tesouraria. Em 2016 assumiu a Diretoria de Finanças Corporativas. Nos últimos cinco anos o Sr. Tiago da Costa Parreira não esteve sujeito a nenhum efeito 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 a 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 cinco anos a Sra. Karin Regina Luchesi não esteve sujeita a nenhum efeito 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 a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

## 12.7/8 - Composição dos comitês

### **Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

As informações solicitadas neste item sobre os membros dos comitês de Processo de Gestão e Riscos, Gestão de Pessoas e de Parte Relacionadas constam no formulário de referência da nossa controladora CPFL Energia, mas que também assessoram a Companhia.

**12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores**

**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

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

**12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros**

**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

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



**12.11 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.**

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

**12.12 Informar se o emissor segue algum código de boas práticas de governança corporativa, indicando, em caso afirmativo, o código seguido e as práticas diferenciadas de governança corporativa adotadas em razão do mesmo:**

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

**12.13 - Outras informações relevantes****12.13 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes****Informações complementares relacionadas ao item 12.6:**

Em complemento as informações divulgadas no item 12.6, demonstramos abaixo o percentual de participação nas reuniões realizadas pelo Conselho de Administração:

<b>Conselho de Administração</b>		
<b>Membro</b>	<b>Total de reuniões realizadas pelo respectivo órgão desde a posse do membro</b>	<b>% de participação do membro nas reuniões realizadas após a posse</b>
Karin Regina Luchesi	8	100%
Gustavo Estrella	8	100%
Jurandyr Lorena Pimentel	8	100%

**13 Remuneração de administradores**

**13.1** Descrever a política ou prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal, dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, de risco, financeiro e de remuneração, abordando os seguintes aspectos:

*a. objetivos da política ou prática de remuneração*

*b. composição da remuneração*

*i. descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles*

*ii. em relação aos 3 últimos exercícios sociais, qual a proporção de cada elemento da remuneração*

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

*iv. razões que justificam a composição da remuneração*

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

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

*d. como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho*

*e. como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo;*

*f. existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos*

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

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

**13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal****Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2017 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	4,00		7,00
Nº de membros remunerados	1,00	4,00		5,00
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	44.000,00	1.688.000,00		1.732.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	77.000,00		77.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	9.000,00	435.000,00		444.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	1.121.000,00		1.121.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	390.000,00		390.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	143.000,00		143.000,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	0,00		0,00
<b>Baseada em ações (incluindo opções)</b>	0,00	0,00		0,00
<b>Observação</b>	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício Circular CVM nº 01/2017	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício Circular CVM nº 01/2017		
Total da remuneração	53.000,00	3.854.000,00		3.907.000,00

**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2016 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	4,00		7,00
Nº de membros remunerados	1,00	4,00		5,00
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	36.000,00	1.693.000,00		1.729.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	27.000,00		27.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	7.000,00	717.000,00		724.000,00

Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	869.000,00		869.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	559.000,00		559.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	150.000,00		150.000,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	0,00		0,00
<b>Baseada em ações (incluindo opções)</b>	0,00	0,00		0,00
<b>Observação</b>	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício Circular CVM nº 01/2017	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício Circular CVM nº 01/2017		
<b>Total da remuneração</b>	43.000,00	4.015.000,00		4.058.000,00

**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2015 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	4,00		7,00
Nº de membros remunerados	1,00	4,00		5,00
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	40.000,00	1.527.000,00		1.567.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	14.000,00		14.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	8.000,00	631.000,00		639.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	759.000,00		759.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	-17.000,00		-17.000,00

Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	110.000,00		110.000,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	0,00		0,00
<b>Baseada em ações (incluindo opções)</b>	0,00	0,00		0,00
<b>Observação</b>	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício Circular CVM nº 02/2016		O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício Circular CVM nº 02/2016	
<b>Total da remuneração</b>	<b>48.000,00</b>	<b>3.024.000,00</b>		<b>3.072.000,00</b>

**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2014 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	3,67		6,67
Nº de membros remunerados	1,00	3,67		4,67
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	38.000,00	1.035.000,00		1.073.000,00
Benefícios direto e indireto	12.000,00	48.000,00		60.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	8.000,00	732.400,00		740.400,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	614.000,00		614.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	297.000,00		297.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	87.000,00		87.000,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	0,00		0,00
<b>Baseada em ações (incluindo opções)</b>	0,00	0,00		0,00

<b>Observação</b>	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 02/2015.	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 02/2015		
Total da remuneração	58.000,00	2.813.400,00		2.871.400,00



**13.3 Remuneração variável dos 3 últimos exercícios sociais e a prevista para o exercício social corrente do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal**

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

**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;
- b) principais objetivos do plano;
- c) forma como o plano contribui para esses objetivos;
- d) como o plano se insere na política de remuneração do emissor;
- e) como o plano alinha os interesses dos administradores e do emissor a curto, médio e longo prazo;
- f) número máximo de ações abrangidas;
- g) número máximo de opções a serem outorgadas;
- h) condições de aquisição de ações;
- i) critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício;
- j) critérios para fixação do prazo de exercício;
- k) forma de liquidação;
- l) restrições à transferência das ações;
- m) critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano;
- n) efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações.

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

**13.5 Remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária**

- a) órgão
- b) número de membros
- c) em relação a cada outorga de opções de compra de ações:
  - i. data de outorga;
  - ii. quantidade de opções outorgadas;
  - iii. prazo para que as opções se tornem exercíveis;
  - iv. prazo máximo para exercício das opções;
  - v. prazo de restrição à transferência das ações;
  - vi. preço médio ponderado de exercício de cada um dos seguintes grupos de opções:
    - em aberto no início do exercício social;
    - perdidas durante o exercício social;
    - exercidas durante o exercício social;
    - expiradas durante o exercício social;
- d) valor justo das opções na data de outorga;
- e) diluição potencial em caso de exercício de todas as opções outorgadas.

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

**13.6 Opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social**

- a) órgão
- b) número de membros
- c) em relação às opções ainda não exercíveis
  - i. quantidade
  - ii. data em que se tornarão exercíveis
  - iii. prazo máximo para exercício das opções
  - iv. prazo de restrição à transferência das ações
  - v. preço médio ponderado de exercício
  - vi. valor justo das opções no último dia do exercício social
- d) em relação às opções exercíveis
  - i. quantidade
  - ii. prazo máximo para exercício das opções
  - iii. prazo de restrição à transferência das ações
  - iv. preço médio ponderado de exercício
  - v. valor justo das opções no último dia do exercício social
  - vi. valor justo do total das opções no último dia do exercício social

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

**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**

- a. órgão;
- b. número de membros;
- c. números de membros remunerados
- d. em relação às opções exercidas informar:
  - i. número de ações;
  - ii. preço médio ponderado de exercício;
  - iii. valor total da diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas;
- e. em relação às ações entregues informar:
  - i. número de ações;
  - ii. preço médio ponderado de aquisição;
  - iii. valor total da diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas.

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

**13.8** Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7, tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções, indicando, no mínimo:

- a) modelo de precificação
- b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco
- c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado
- d) forma de determinação da volatilidade esperada
- e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo

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

**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**

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

**13.10 Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários**

- a. **órgão**
- b. **número de membros**
- c. **números de membros remunerados**
- d. **nome do plano**
- e. **quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar**
- f. **condições para se aposentar antecipadamente**
- g. **valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores**
- h. **valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores**
- i. **se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições**

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



**13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal**

**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

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

**13.12 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**

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

**13.13** **Percentual na remuneração total devida por administradores e membros do conselho**  
**13.13** Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão, reconhecida no resultado do emissor referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto.

<b>EXERCÍCIO DE 2014</b>			
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>
Percentual da remuneração total	0%	0%	23%

<b>EXERCÍCIO DE 2015</b>			
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>
Percentual da remuneração total	0%	0%	29%

<b>EXERCÍCIO DE 2016</b>			
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>
Percentual da remuneração total	0%	0%	20%

**13.14 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar os valores reconhecidos no resultado do emissor como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados.**

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

**13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de**

**13.15. Em relação aos 3 últimos exercícios, indicar os valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal do emissor, agrupados por órgão, especificando a que título tais valores foram atribuídos a tais indivíduos**

<b>EXERCÍCIO DE 2014 <sup>(1)</sup> - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS</b>				
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	3.143	3.143
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	1.721	1.721

(1) Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

<b>EXERCÍCIO DE 2014 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR</b>				
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

<b>EXERCÍCIO DE 2015 <sup>(1)</sup> - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS</b>				
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	3.690	3.690
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	2.696	2.696

(1) Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

(2)

<b>EXERCÍCIO DE 2015 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR</b>				
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

<b>EXERCÍCIO DE 2016 <sup>(1)</sup> - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS</b>				
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	2.764	2.764
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	2.926	2.926

<sup>(1)</sup> Remuneração a título de honorário. No valor estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência do exercício.

**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**

<b>EXERCÍCIO DE 2016 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR</b>				
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

**13.16 - Outras informações relevantes****13.16 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes**

O número de membros do Conselho de Administração e Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/CVM/SEP/ nº 02/2017, conforme detalhado nas planilhas abaixo em cada exercício social:

<b>EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016</b>			
<b>Mês</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>
Janeiro	3	0	4
Fevereiro	3	0	4
Março	3	0	4
Abril	3	0	4
Maio	3	0	4
Junho	3	0	4
Julho	3	0	4
Agosto	3	0	4
Setembro	3	0	4
Outubro	3	0	4
Novembro	3	0	4
Dezembro	3	0	4

<b>EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015</b>			
<b>Mês</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>
Janeiro	3	0	4
Fevereiro	3	0	4
Março	3	0	4
Abril	3	0	4
Maio	3	0	4
Junho	3	0	4
Julho	3	0	4
Agosto	3	0	4
Setembro	3	0	4
Outubro	3	0	4
Novembro	3	0	4
Dezembro	3	0	4

**13.16 - Outras informações relevantes**

<b>EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014</b>			
<b>Mês</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>
Janeiro	3	0	4
Fevereiro	3	0	4
Março	3	0	4
Abril	3	0	4
Maio	3	0	3
Junho	3	0	3
Julho	3	0	3
Agosto	3	0	3
Setembro	3	0	4
Outubro	3	0	4
Novembro	3	0	4
Dezembro	3	0	4



**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)**
- b) **número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)**
- c) **índice de rotatividade**
- d) **exposição do emissor a passivos e contingências trabalhistas.**

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

**14.2 Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 14.1 acima.**

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

**14.3 Descrever as políticas de remuneração dos empregados do emissor, informando:**

- a) política de salários e remuneração variável**
- b) política de benefícios**
- c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando:**
  - i. grupos de beneficiários;**
  - ii. condições para exercício;**
  - iii. preços de exercício;**
  - iv. prazos de exercício;**
  - v. quantidade de ações comprometidas pelo plano.**

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

**14.4 Descrever as relações entre o emissor e sindicatos, indicando se houve paralisações e greves nos 3 últimos exercícios sociais**

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

**14.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes**

Todas as informações pertinentes a Recursos Humanos já foram divulgadas no Formulário de Referência da nossa controladora CPFL Energia.

**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 %				
<b>CPFL ENERGIA S.A.</b>						
02.429.144/0001-93	BRASILEIRA-SP	Não	Sim	30/09/2015		
Não						
205.492.019.285	100,000000%	0	0,000000%	205.492.019.285	100,000000%	
<b>OUTROS</b>						
2	0,000000%	0	0,000000%	2	0,000000%	
<b>AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:</b>						
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%	
<b>TOTAL</b>						
205.492.019.287	100,000000%	0	0,000000%	205.492.019.287	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
CPFL ENERGIA S.A.				02.429.144/0001-93	
<b>Esc Energia S.A.</b>					
15.146.011/0001-51	Brasileira-SP	Não	Sim	23/01/2017	
Não					
234.086.204	22,996641	0	0,000000	234.086.204	22,996641
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
<b>OUTROS</b>					
53.392.844	5,245316	0	0,000000	53.392.844	5,245316
<b>State Grid Brazil Power Participações S.A.</b>					
26.002.119/0001-97	Brasileira-SP	Não	Sim	30/11/2017	
Não					
730.435.698	71,758043	0	0,000000	730.435.698	71,758043
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
<b>TOTAL</b>					
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-SP	Não	Sim	23/01/2017	
Não					
1.042.392.615	100,000000	0	0,000000	1.042.392.615	100,000000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
<b>TOTAL</b>					
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						
	Ilhas Virgens Britânicas	Não	Sim	31/07/2017		
Sim	Jiang Xiaojun		Física			
14.299.999.999	99,999999	0	0,000000	14.299.999.999	99,999999	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
Top View Grid Investment Limited						
	Ilhas Virgens Britânicas	Não	Sim	31/07/2017		
Sim	Jiang Xiaojun		Física			
1	0,000001	0	0,000000	1	0,000001	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000000				
<b>TOTAL</b>						
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	
<b>International Grid Holdings Limited</b>						
<b>OUTROS</b>						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
<b>State Grid International Development Limited</b>						
Sim	Hong Kong	Não	Sim	31/07/2017		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000	
Classe ação		Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL		0	0.000000			
<b>TOTAL</b>						
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	
<b>Top View Grid Investment Limited</b>						
<b>OUTROS</b>						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
<b>State Grid International Development Limited</b>						
Sim	Hong Kong	Não	Sim	31/07/2017		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000	
Classe ação		Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL		0	0.000000			
<b>TOTAL</b>						
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
<b>State Grid International Development Limited</b>					
<b>OUTROS</b>					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
<b>State Grid International Development Co., Ltd</b>					
	China	Não	Sim	31/07/2017	
Sim		Hu Yuhai	Fisica		
21.429.327.845	100,000000	0	0,000000	21.429.327.845	21,318398
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0,000000			
<b>State Grid Overseas Investment Ltd</b>					
	Hong Kong	Não	Não	31/07/2017	
Sim		Li Ronghua	Juridica		
0	0,000000	79.091.019.116	100,000000	79.091.019.116	78,681602
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0,000000			
<b>TOTAL</b>					
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	
<b>State Grid International Development Co., Ltd</b>						
<b>OUTROS</b>						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
<b>State Grid Corporation of China</b>						
Sim	China	Não	Sim	31/07/2017		
7.131.288.000	100,000000	0	0,000000	7.131.288.000	100,000000	
<b>Classe ação</b>		<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL		0	0.000000			
<b>TOTAL</b>						
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	
<b>State Grid Overseas Investment Ltd</b>						
<b>OUTROS</b>						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
<b>State Grid Corporation of China</b>						
Sim	China	Não	Sim	31/07/2017		
100	100,000000	0	0,000000	100	100,000000	
<b>Classe ação</b>		<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL		0	0.000000			
<b>TOTAL</b>						
100	100,000000	0	0,000000	100	100,000000	

**15.3 - Distribuição de capital**

<b>Data da última assembleia / Data da última alteração</b>	04/05/2017
<b>Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)</b>	0
<b>Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)</b>	1
<b>Quantidade investidores institucionais (Unidades)</b>	0

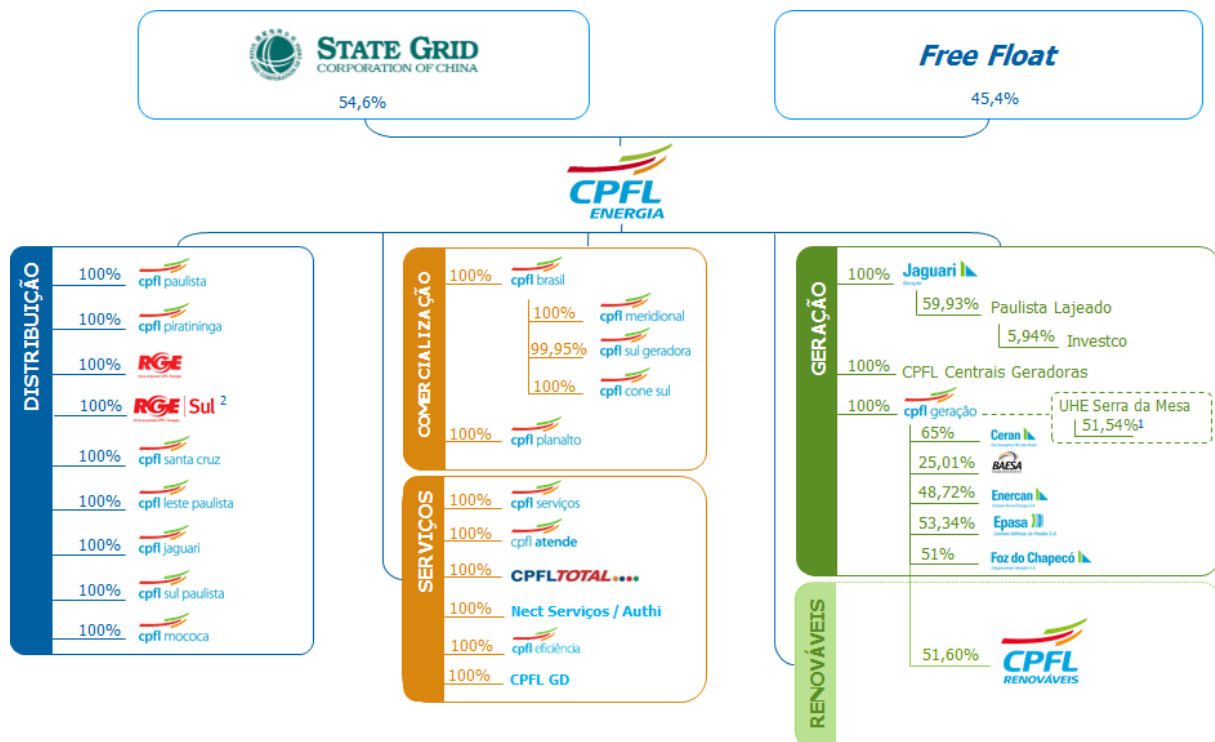
**Ações em Circulação**

*Ações em circulação correspondente a todas ações do emissor com exceção das de titularidade do controlador, das pessoas a ele vinculadas, dos administradores do emissor e das ações mantdas em tesouraria*

<b>Quantidade ordinárias (Unidades)</b>	0	0,000000%
<b>Quantidade preferenciais (Unidades)</b>	0	0,000000%
<b>Preferencial Classe A</b>	0	0,000000%
<b>Total</b>	0	0,000000%

**15.4 Organograma dos acionistas e do grupo econômico**

**15.4 Inserir organograma dos acionistas do emissor e do grupo econômico em que se insere, indicando:**



Data base: 31/03/2017

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) Participação indireta, por meio da holding CPFL Jaguariúna.

**a. todos os controladores diretos e indiretos e, caso o emissor deseje, os acionistas com participação igual ou superior a 5% de uma classe ou espécie de ações**

A Companhia tem como acionista controlador a CPFL Energia, que tem como acionista controlador direto a empresa State Grid Brazil Power Participações S.A. ("SGBP"), companhia controlada pela State Grid Corporate of China ("SGCC"). A SGCC é uma companhia de propriedade estatal do governo da República Popular da China, fundada em 2002.

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 Geração, em 31 de dezembro de 2016:

- ✓ 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 Transmissão Piracicaba S.A. – CPFL Transmissão
- ✓ CPFL Transmissão Morro Agudo S.A. – CPFL Morro Agudo

**c. participações do emissor em sociedades do grupo**



1

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
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 aberto	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
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 51,60%	(c)	(c)	(c)	(c)

- a) 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.
- b) Em 31 de dezembro de 2016, a CPFL Renováveis era composta por um portfólio de 126 projetos de 2.904,1 MW de capacidade instalada (2.054,3 MW em operação), sendo:
- Geração de energia hidrelétrica: 47 pequenas centrais hidrelétricas - PCHs (555,3 MW) com 39 PCH's em operação (423 MW) e 8 PCHs em desenvolvimento (132,3 MW);
  - Geração de energia eólica: 70 projetos (1.977,7 MW) com 43 projetos em operação (1.260,2 MW) e 27 projetos em construção/desenvolvimento (717,5 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)
- c) O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral.

#### d. participações de sociedades do grupo no emissor

A participação dos acionistas no patrimônio da Companhia em 28 de abril de 2017 e 31 de dezembro de 2016 está assim distribuída

#### Quantidade de ações

Acionistas	Ordinárias	Preferenciais	Total
CPFL Energia S/A	205.492.019.285	-	205.492.019.285
<b>Total</b>	<b>205.492.019.285</b>	<b>-</b>	<b>205.492.019.285</b>

**a) companhias sob controle comum****15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico**

Apresentamos abaixo sociedades sob controle comum, controladas da CPFL Energia, por segmento de atuação, em 31 de dezembro de 2016:

**Distribuidoras**

- ✓ Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista
- ✓ Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga
- ✓ Rio Grande Energia S.A. – RGE
- ✓ Companhia Luz e Força Santa Cruz – CPFL Santa Cruz
- ✓ Companhia Leste Paulista de Energia – CPFL Leste Paulista
- ✓ Companhia Jaguari de Energia – CPFL Jaguari
- ✓ Companhia Sul Paulista de Energia – CPFL Sul Paulista
- ✓ Companhia Luz e Força de Mococa – CPFL Mococa
- ✓ RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. – RGE Sul (adquirida em 31 de outubro de 2016)

**Geradoras**

- ✓ 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 Jaguariúna Participação Ltda. – CPFL Jaguariúna
- ✓ CPFL Jaguari de Geração de Energia Ltda. – CPFL Jaguari Geração
- ✓ Sul Geradora Participações S.A. – Sul Geradora
- ✓ Chapecoense Geração S.A – Chapecoense (controlada em conjunto)
- ✓ CPFL Telecom S.A. – CPFL Telecom
- ✓ CPFL Transmissão Piracicaba S.A. – CPFL Transmissão Piracicaba
- ✓ CPFL Transmissão Morro Agudo S.A. – CPFL Transmissão Morro Agudo

**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;**
- 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.**

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

**15.6 Indicar alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor.**

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

## 15.7 - Principais operações societárias

**15.7 Descrever os principais operações societárias ocorridas no grupo que tenham tido efeito relevante para o emissor, tais como incorporações, fusões, cisões, incorporações de ações, alienações e aquisições de controle societário, aquisições e alienações de ativos importantes, indicando, quando envolver o emissor ou qualquer de suas controladas ou coligadas:**

Não há outras informações pertinentes ao "Controle" que não tenham sido abrangidas nos itens anteriores.

- **2014**

<b>Evento</b>	<b>Aquisição, indireta, da WF2 Holding S.A. ("WF2"), detentora da totalidade das ações de Dobrevê Energia S.A. ("DESA").</b>
<b>Principais Condições do Negócio</b>	<p>Em fevereiro de 2014, a CPFL Renováveis assinou um contrato com Arrow – Fundo de Investimento em Participações para a incorporação da W2F e consequente aquisição da subsidiária indireta da Arrow, Dobrevê Energia S.A. ("DESA"). Em setembro de 2014, a CPFL Renováveis incorporou a W2F, com a consequente extinção da W2F e emissão de novas ações da CPFL Renováveis para o Arrow, com eficácia a partir de 1º de outubro de 2014.</p> <p>A relação de troca de 100% das ações de emissão da WF2 por 12,27% das ações CPFL Renováveis (pós-emissão das novas ações ordinárias) foi livremente negociada e pactuada entre as partes e reflete a melhor avaliação da WF2 e da CPFL Renováveis. Tais valores levaram em consideração o valor econômico da CPFL Renováveis e da WF2, apurados por suas respectivas Administrações, tendo em vista a natureza de suas atividades, inseridas em um conjunto de premissas econômicas, operacionais e financeiras aplicáveis às companhias.</p> <p>Como resultado desta operação, a participação societária de CPFL Energia na CPFL Renováveis foi reduzida de 58,84% para 51,6%.</p> <p>O objetivo da associação foi consolidar a experiência de ambos os grupos (CPFL Renováveis e DESA) no setor de energias renováveis e, desta forma, obter ganhos de escala e sinergia pela unificação das atividades, que passa a ter estrutura mais eficiente para o desenvolvimento de seus empreendimentos.</p>
<b>Sociedades Envolvidas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(i) CPFL Energia</li> <li>(ii) CPFL Geração</li> <li>(iii) CPFL Renováveis</li> <li>(iv) WF2</li> <li>(v) DESA</li> </ul>
<b>Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia</b>	Não houve alteração quadro acionário da CPFL Energia.

**15.7 - Principais operações societárias**

<b>Quadro societário antes e depois da operação</b>	Não houve alteração no quadro acionário da CPFL Energia.
<b>Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas</b>	Como a aquisição foi uma transação entre partes não relacionadas, as condições estabelecidas foram condições normais de mercado.

• **2015**

<b>Evento</b>	<b>Reestruturação societária – CPFL Centrais Geradoras e CPFL Geração</b>
<b>Principais Condições do Negócio</b>	<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>
<b>Sociedades Envolvidas</b>	<p>(i) CPFL Centrais Geradoras (ii) CPFL Geração</p>
<b>Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia</b>	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
<b>Quadro societário antes e depois da operação</b>	Não houve alteração em nosso quadro acionário.
<b>Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas</b>	Foi utilizado laudo de avaliação para apuração do acervo a ser transferido.

Demais operações estão apresentadas no Formulário de Referência da controladora CPFL Energia.

**15.8 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

Todas as informações relevantes foram apresentadas nos itens 15.1 a 15.7 deste Formulário de Referência.

## 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, os locais em que ela pode ser consultada**

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



**16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas**

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL PAULISTA	18/10/2002	2.240.041.028,44	R\$ 1.374.456.528,03	R\$ 1.374.456.528,03	19/11/2027	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo economico						
<b>Objeto contrato</b>	Venda de energia						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Multa de 100% do preço * volume restante contratado + Penalidades						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Outra						
<b>Especificar</b>							
CPFL PAULISTA	17/10/2002	1.863.610.828,30	R\$ 1.092.634.386,54	R\$ 1.092.634.386,54	31/12/2039	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo economico						
<b>Objeto contrato</b>	Venda de energia						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Outra						
<b>Especificar</b>							
CPFL Piratininga	18/10/2002	1.114.041.121,09	R\$ 684.239.885,21	R\$ 684.239.885,21	31/12/2027	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo economico						
<b>Objeto contrato</b>	Venda de energia						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Multa de 100% do preço * volume restante contratado + Penalidades						

**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
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Outra						
<b>Especificar</b>							
CPFL Piratininga	17/10/2002	927.560.048,04	R\$ 544.360.538,38	R\$ 544.360.538,38	31/12/2039	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo economico						
<b>Objeto contrato</b>	Venda de energia						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Outra						
<b>Especificar</b>							
CPFL Santa Cruz	08/03/2006	5.749.779,42	R\$ 4.623.929,23	R\$ 4.623.929,23	31/12/2039	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo economico						
<b>Objeto contrato</b>	Venda de energia						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de Constituição de Garantia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Outra						
<b>Especificar</b>							
RGE Sul	10/02/2010	58.796.391,65	R\$ 48.261.901,79	R\$ 48.261.901,79	31/12/2039	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo economico						

**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
<b>Objeto contrato</b>	Venda de energia						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de Constituição de Garantia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Outra						
<b>Especificar</b>							
CPFL PAULISTA	07/08/2015	8.634.398,06	valor anual	valor anual	Indeterminado	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo econômico						
<b>Objeto contrato</b>	Rede Básica de Transmissão						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Outra						
<b>Especificar</b>							
BAESA	01/06/2015	6.046.772,16	R\$ 3.653.258,18	R\$ 3.653.258,18	31/05/2019	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo econômico						
<b>Objeto contrato</b>	Serviços de Operação e Manutenção						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Inadimplemento						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Credor						
<b>Especificar</b>							

**16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas**

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Serviços	13/04/2016	5.071.204,89	R\$ 145.098,48	R\$ 145.098,48	01/02/2019	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo economico						
<b>Objeto contrato</b>	Implantação de parque eólico						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Outra						
<b>Especificar</b>							
ENERCAN	01/06/2015	6.046.772,16	R\$ 3.653.258,18	R\$ 3.653.258,18	31/05/2019	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo economico						
<b>Objeto contrato</b>	Serviços de Operação e Manutenção						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Inadimplemento						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Credor						
<b>Especificar</b>							
Nect	29/04/2014	6.571.517,69	R\$ 5.070.557,21	R\$ 5.070.557,21	28/02/2019	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo economico						
<b>Objeto contrato</b>	Centro de Serviços						
<b>Garantia e seguros</b>	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
<b>Rescisão ou extinção</b>	Distrito consensual, inexecução contratual, recuperação ou liquidação judicial e extrajudicial, decretação de falência, dissolução, comprovação de fatos que desabonem a idoneidade das partes ou comprometam sua capacidade econômica, financeira ou técnica, decisão de autoridade competente que torne o contrato impossível ou impraticável.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						
<b>Especificar</b>							
Nect	02/03/2012	10.042.612,83	R\$ 2.116.273,63	R\$ 2.116.273,63	01/02/2018	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo economico						
<b>Objeto contrato</b>	Serviços de Tecnologia da Informação						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Outra						
<b>Especificar</b>							
Banco do Brasil		6.570.009,02	R\$ 6.570.009,02	R\$ 6.570.009,02	Indeterminado	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Conta corrente e aplicação financeira						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	Depósitos bancários e aplicações de curto prazo						
<b>Posição contratual do emissor</b>	Credor						
<b>Especificar</b>							
Banco do Brasil	23/04/2010	617.520.000,00	R\$ 641.315.725,19	R\$ 641.315.725,19	25/03/2019	SIM	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
<b>Relação com o emissor</b>	Controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Empréstimo						
<b>Garantia e seguros</b>	Fiança da CPFL Energia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	Títulos de dívida taxa de juros - 109,5% do CDI						
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						
<b>Especificar</b>							
Banco do Brasil	21/08/2013	460.000.000,00	R\$ 483.228.000,00	R\$ 483.228.000,00	21/08/2020	SIM	0,750000
<b>Relação com o emissor</b>	Controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Debêntures						
<b>Garantia e seguros</b>	Fiança da CPFL Energia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	Títulos de dívida						
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						
<b>Especificar</b>							
Banco do Brasil	25/04/2014	635.000.000,00	R\$ 651.379.000,00	R\$ 46.776.000,00	25/04/2019	SIM	1,060000
<b>Relação com o emissor</b>	Controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Debêntures						
<b>Garantia e seguros</b>	Fiança da CPFL Energia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	Títulos de dívida						

**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
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						
<b>Especificar</b>							
Banco do Brasil	01/12/2012	1.092.000.000,00	R\$ 1.104.969.000,00	R\$ 220.994.000,00	01/06/2018	SIM	1,400000
<b>Relação com o emissor</b>	Controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Debêntures						
<b>Garantia e seguros</b>	Fiança da CPFL Energia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	Títulos de dívida						
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						
<b>Especificar</b>							
Banco do Brasil	21/05/2012	430.000.000,00	R\$ 371.660.000,00	R\$ 111.498.000,00	21/05/2022	SIM	1,820000
<b>Relação com o emissor</b>	Controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Debêntures						
<b>Garantia e seguros</b>	Cessão Fiduciária dos dividendos da BVP e PCH Holding						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	Títulos de dívida						
<b>Posição contratual do emissor</b>	Outra						
<b>Especificar</b>							
Banco do Brasil	25/05/2015	596.000.000,00	R\$ 611.930.000,00	R\$ 611.930.000,00	28/03/2021	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Debêntures						

**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
<b>Garantia e seguros</b>	Quirografária						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	Títulos de dívida 115,43% a 120,64% do CDI						
<b>Posição contratual do emissor</b>	Outra						
<b>Especificar</b>							
CPFL Energia	31/12/2016	396.086.483,46	R\$ 396.086.483,46	R\$ 396.086.483,46	N/A	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo econômico						
<b>Objeto contrato</b>	Dividendos a pagar						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	Dividendos a pagar						
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						
<b>Especificar</b>							
BAESA	31/12/2016	89.445,74	R\$ 89.445,74	R\$ 89.445,74	N/A	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo econômico						
<b>Objeto contrato</b>	Dividendos a receber						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	Dividendos a receber						
<b>Posição contratual do emissor</b>	Credor						
<b>Especificar</b>							



**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	31/12/2016	29.329.430,83	R\$ 29.329.430,83	R\$ 29.329.430,83	N/A	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo econômico						
<b>Objeto contrato</b>	Dividendos a receber						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	Dividendos a receber						
<b>Posição contratual do emissor</b>	Credor						
<b>Especificar</b>							
ENERCAN	31/12/2016	40.983.042,77	R\$ 40.983.042,77	R\$ 40.983.042,77	N/A	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo econômico						
<b>Objeto contrato</b>	Dividendos a receber						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	Dividendos a receber						
<b>Posição contratual do emissor</b>	Credor						
<b>Especificar</b>							
BAESA - Energética Barra Grande	21/01/2010	1.950.670.936,25	R\$ 1.267.412.765,57	R\$ 1.267.412.765,57	31/05/2036	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo econômico						
<b>Objeto contrato</b>	Compra de energia						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Multa de 100% do preço * volume restante contratado + Penalidades						

**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
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						
<b>Especificar</b>							
CELPE - Companhia Energética de Pernambuco	10/02/2010	84.221.331,43	R\$ 67.457.879,29	R\$ 67.457.879,29	31/12/2039	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Venda de energia						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de Constituição de Garantia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
<b>Posição contratual do emissor</b>	Outra						
<b>Especificar</b>							
COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	10/02/2010	120.656.424,01	R\$ 96.667.410,51	R\$ 96.667.410,51	31/12/2039	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Venda de energia						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de Constituição de Garantia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
<b>Posição contratual do emissor</b>	Outra						
<b>Especificar</b>							
COELCE - Companhia Energética do Ceará	10/02/2010	74.189.254,54	R\$ 59.454.200,77	R\$ 59.454.200,77	31/12/2039	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	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
<b>Objeto contrato</b>	Venda de energia						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de Constituição de Garantia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
<b>Posição contratual do emissor</b>	Outra						
<b>Especificar</b>							
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte	10/02/2010	48.271.884,40	R\$ 38.672.542,72	R\$ 38.672.542,72	31/12/2039	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Venda de energia						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de Constituição de Garantia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	N/A						
<b>Posição contratual do emissor</b>	Outra						
<b>Especificar</b>							
CPFL Brasil	04/11/2009	39.620.505,95	R\$ 6.005.768,40	R\$ 6.005.768,40	31/12/2027	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo economico						
<b>Objeto contrato</b>	Compra de Energia						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						

**16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas**

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Especificar</b>							
CPFL Brasil	30/12/2005	7.848.167.806,40	R\$ 6.557.689.661,88	R\$ 6.557.689.661,88	31/12/2037	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Mesmo grupo economico						
<b>Objeto contrato</b>	Venda de Energia						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Outra						
<b>Especificar</b>							

**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**

A controladora CPFL Energia, preservando seu compromisso com a defesa e a criação de valor em sintonia com as melhores práticas de governança corporativa e com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BM&FBovespa, possui mecanismos internos para acompanhamento e controle das transações envolvendo Partes Relacionadas.

Até a Assembleia Geral Extraordinária realizada em 28 de abril de 2017, o Estatuto Social da nossa controladora CPFL Energia previa, em seu Art. 17, que 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\$ 10.056.000,00 (dez milhões, cinquenta e seis mil reais) (conforme corrigido pelo IGP-M). Em razão da reforma de determinadas disposições do Estatuto Social da nossa controladora CPFL Energia aprovada na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 28 de abril de 2017, esse limite foi alterado, em razão do que o Art. 17 alínea "m" do Estatuto Social da nossa controladora CPFL Energia passou a prever que, o seu Conselho de Administração tem por atribuição autorizar prévia e expressamente a celebração de contratos pela controladora CPFL Energia 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) (conforme corrigido pelo IGP-M).

Vale ressaltar que o próprio Regimento Interno do Conselho de Administração da nossa controladora CPFL Energia dispõe que: (i) cabe ao Conselho de Administração prevenir e administrar situações de conflito de interesses ou de divergência de opiniões; e (ii) qualquer conselheiro que possua efetivo ou potencial conflito de interesse ou que esteja ligado à parte relacionada, cujas atividades preponderantes impliquem existência, efetiva ou potencial, de conflito de interesses com determinada matéria a ser examinada pelo conselho, deverá abster-se de participar da parte da reunião na qual tal matéria for analisada.

Por prática interna de governança corporativa, as operações envolvendo Partes Relacionadas aos acionistas da controladora CPFL Energia são, previamente à deliberação do Conselho de Administração, submetidas ao seu Comitê de Partes Relacionadas, órgão de assessoramento do Conselho cuja atribuição é examinar e manifestar opinião sobre o atendimento a práticas usuais de mercado nas transações com Partes Relacionadas aos Acionistas Controladores da CPFL Energia. Neste sentido, de acordo com as competências que lhe foram atribuídas pelo Conselho de Administração, cabe ao Comitê de Partes Relacionadas avaliar (a) o processo de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços para contratos que envolvam Parte(s) Relacionada(s), (b) o processo de fechamento de contrato(s) de compra e/ou venda de energia com Parte(s) Relacionada(s), garantindo que sejam observadas as condições usuais de mercado, e (c) qualquer operação que possa, de alguma forma, propiciar benefício ou vantagem, de qualquer natureza, a uma Parte Relacionada.

Visando garantir a identificação de transações realizadas entre a Companhia e sua controladora CPFL Energia e outras sociedades controladas ou coligadas de controle comum, evitando eventuais conflitos de interesse, o acionista controlador da CPFL Energia forneceu uma lista atualizada de empresas afiliadas consideradas Partes Relacionadas. Com base nessa lista, a controladora CPFL Energia identifica as transações com Partes Relacionadas e previamente à submissão para deliberação do Conselho de Administração, o Comitê de Partes Relacionadas se manifesta sobre o atendimento às práticas usuais de mercado.

Adicionalmente, na condição de concessionárias do serviço público de geração e transmissão de energia elétrica, a Companhia e suas controladas estão sujeitas às regras da ANEEL. Nesse contexto, a Resolução Normativa ANEEL nº 699/2016 dispõe que determinados atos e negócios

**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**

jurídicos entre concessionárias, permissionárias, autorizadas e suas partes relacionadas estão sujeitos a controles prévio ou a *posteriori* da ANEEL, dependendo do caso concreto.

**(b) demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado.**

A Companhia formaliza os contratos com Partes Relacionadas sempre observando os preços e condições praticados em mercado, para que não sejam gerados benefícios ou prejuízos à Companhia e empresas de seu grupo econômico. Os contratos são negociados individualmente, sendo analisadas as condições usuais do mercado de cada região, respeitadas as particularidades de cada operação (exemplo: valores, prazos, sigilo das informações, qualidade dos serviços e produtos, etc.). Ainda, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 699/2016, todos os atos e negócios jurídicos entre agentes do setor elétrico e suas partes relacionadas devem ser estabelecidos em condições estritamente comutativas, incluindo, quando couber, processos licitatórios, de forma a não onerar as partes desproporcionalmente.

Ademais, todas as transações, inclusive aquelas com Partes Relacionadas, devem ser pactuadas por escrito, especificando-se as suas principais características (preços, prazos, direitos, responsabilidades, etc.).

Neste sentido, todo processo de contratação de fornecedores ou prestadores de serviços se inicia com a cotação de no mínimo três empresas, para garantir que os preços, prazos e demais condições comerciais são aquelas praticadas em mercado ou com base em negociações anteriores. É também analisada a viabilidade financeira de cada operação em comparação às operações semelhantes no mercado, verificando-se, portanto, a comutatividade das operações.

**16.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes**

Todas as informações relevantes relacionadas a partes relacionadas foram divulgadas nos itens 16.1 a 16.3.

**17.1 - Informações sobre o capital social**

<b>Data da autorização ou aprovação</b>	<b>Valor do capital (Reais)</b>	<b>Prazo de integralização</b>	<b>Quantidade de ações ordinárias (Unidades)</b>	<b>Quantidade de ações preferenciais (Unidades)</b>	<b>Quantidade total de ações (Unidades)</b>
<b>Tipo de capital</b>	<b>Capital Emitido</b>				
30/09/2015	1.043.921.538,84		205.492.019.285	0	205.492.019.285
<b>Tipo de capital</b>	<b>Capital Subscrito</b>				
30/09/2015	1.043.921.538,84		205.492.019.285	0	205.492.019.285
<b>Tipo de capital</b>	<b>Capital Integralizado</b>				
30/09/2015	1.043.921.538,84		205.492.019.285	0	205.492.019.285



## **17.2 - Aumentos do capital social**

### **Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

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

**17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações**

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
<b>Grupamento</b>						
26/12/2017	68.500.208.756	136.991.810.529	205.492.019.285	205.492.019.285	0	205.492.019.285

## **17.4 - Informações sobre reduções do capital social**

### **Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

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

**17.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes**

Todas as informações relevantes sobre o "Capital Social" foram divulgadas nos itens anteriores deste Formulário de Referência.

**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.**

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

**18.3 Descrever exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto.**

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

#### **18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados**

**Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

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

**18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil**

<b>Valor mobiliário</b>	<b>Debêntures</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	3ª emissão da EPASA
<b>Data de emissão</b>	01/08/2011
<b>Data de vencimento</b>	01/08/2016
<b>Quantidade (Unidades)</b>	130
<b>Valor nominal global (Reais)</b>	130.000.000,00
<b>Saldo devedor em aberto</b>	0,00
<b>Restrição a circulação</b>	Não
<b>Conversibilidade</b>	Não
<b>Possibilidade resgate</b>	Sim
<b>Hipótese e cálculo do valor de resgate</b>	Para maiores detalhes sobre a hipótese e cálculo do valor de resgate, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. Mobiliários
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	Para maiores detalhes sobre as condições para alteração dos direitos assegurados, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. Mobiliários
<b>Outras características relevantes</b>	Para maiores detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. Mobiliários

<b>Valor mobiliário</b>	<b>Debêntures</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	5ª Emissão da CPFL Geração
<b>Data de emissão</b>	01/12/2012
<b>Data de vencimento</b>	01/06/2018
<b>Quantidade (Unidades)</b>	10.920
<b>Valor nominal global (Reais)</b>	1.092.000.000,00
<b>Saldo devedor em aberto</b>	0,00
<b>Restrição a circulação</b>	Não
<b>Conversibilidade</b>	Não
<b>Possibilidade resgate</b>	Sim
<b>Hipótese e cálculo do valor de resgate</b>	Para maiores detalhes sobre a hipótese e cálculo de resgate, vide texto anexo ao item 18.12 – Outras informações relevantes – Valor Mobiliários.
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	Para maiores detalhes sobre as condições para alteração dos direitos assegurados, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. Mobiliários
<b>Outras características relevantes</b>	Para maiores detalhes vide texto anexo ao item 18.12 – Outras informações relevantes – Valor Mobiliários.

<b>Valor mobiliário</b>	<b>Debêntures</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	8ª Emissão da CPFL Geração
<b>Data de emissão</b>	28/04/2014



**18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil**

<b>Data de vencimento</b>	28/04/2019
<b>Quantidade (Unidades)</b>	1
<b>Valor nominal global (Reais)</b>	70.000.000,00
<b>Saldo devedor em aberto</b>	0,00
<b>Restrição a circulação</b>	Não
<b>Conversibilidade</b>	Não
<b>Possibilidade resgate</b>	Não
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	Para maiores detalhes sobre as condições para alteração dos direitos assegurados, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. Mobiliários
<b>Outras características relevantes</b>	Para maiores detalhes vide texto anexo ao item 18.12 – Outras informações relevantes – Valor Mobiliários.
-----	
<b>Valor mobiliário</b>	<b>Debêntures</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	6ª emissão da CPFL Geração S.A.
<b>Data de emissão</b>	21/08/2013
<b>Data de vencimento</b>	21/08/2020
<b>Quantidade (Unidades)</b>	46.000
<b>Valor nominal global (Reais)</b>	460.000.000,00
<b>Saldo devedor em aberto</b>	0,00
<b>Restrição a circulação</b>	Sim
<b>Descrição da restrição</b>	conforme artigo 13 da Instrução 476, os valores mobiliários ofertados de acordo com essa instrução somente poderão ser negociados nos mercados regulamentados de valores mobiliários, depois de decorridos 90 dias de sua subscrição ou aquisição pelo investidor
<b>Conversibilidade</b>	Não
<b>Possibilidade resgate</b>	Sim
<b>Hipótese e cálculo do valor de resgate</b>	A partir do 37º (trigésimo sétimo) mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total ou parcial das Debêntures (“Resgate Antecipado”).

**18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil**

**Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários** Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários: As alterações relativas às características das Debêntures, conforme venham a ser propostas pela Emissora, como por exemplo, (i) a Remuneração 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, (v) a alteração, substituição ou o reforço das garantias; (vi) as hipóteses de vencimento antecipado estabelecidas na escritura de emissão e/ou (vii) a alteração dos quóruns de deliberação previstos na Cláusula Sétima da escritura de emissão deverão ser votadas em separado pelos Debenturistas, observado que tais alterações dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação. Serão consideradas Debêntures em Circulação todas as Debêntures em circulação no mercado, excluídas as Debêntures que a Emissora possuir em tesouraria, ou que sejam de propriedade de seus controladores ou de qualquer de suas controladas ou coligadas, bem como dos respectivos diretores ou conselheiros e respectivos cônjuges. Para efeitos de quorum de deliberação não serão computados, ainda, os votos em branco.

**Outras características relevantes** Todas as informações relevantes a estes valores mobiliários já foram descritos anteriormente

<b>Valor mobiliário</b>	<b>Debêntures</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	1ª emissão da Campos Novos Energia S.A.
<b>Data de emissão</b>	13/12/2010
<b>Data de vencimento</b>	13/12/2025
<b>Quantidade (Unidades)</b>	110
<b>Valor nominal global (Reais)</b>	110.000.000,00
<b>Saldo devedor em aberto</b>	0,00
<b>Restrição a circulação</b>	Não
<b>Conversibilidade</b>	Não
<b>Possibilidade resgate</b>	Não
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	Para maiores detalhes sobre as condições para alteração dos direitos assegurados, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. Mobiliários
<b>Outras características relevantes</b>	Para maiores detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. Mobiliários

<b>Valor mobiliário</b>	<b>Debêntures</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	9ª Emissão de Debêntures da CPFL Geração
<b>Data de emissão</b>	17/10/2016
<b>Data de vencimento</b>	17/10/2021
<b>Quantidade (Unidades)</b>	50.000
<b>Valor nominal global (Reais)</b>	50.000.000,00
<b>Saldo devedor em aberto</b>	0,00
<b>Restrição a circulação</b>	Não
<b>Conversibilidade</b>	Não

**18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil**

<b>Possibilidade resgate</b>	Sim
<b>Hipótese e cálculo do valor de resgate</b>	Para maiores detalhes sobre a hipótese e cálculo do valor do resgate, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf. relev. - Val. Mobiliários.
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	Para maiores detalhes sobre as condições para alteração dos direitos assegurados, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf. relev. - Val. Mobiliários.
<b>Outras características relevantes</b>	Para maiores detalhes, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf. relev. - Val. Mobiliários.
-----	
<b>Valor mobiliário</b>	<b>Debêntures</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	7ª emissão da CPFL Geração
<b>Data de emissão</b>	25/04/2014
<b>Data de vencimento</b>	25/04/2019
<b>Quantidade (Unidades)</b>	63.500
<b>Valor nominal global (Reais)</b>	635.000.000,00
<b>Saldo devedor em aberto</b>	0,00
<b>Restrição a circulação</b>	Não
<b>Conversibilidade</b>	Não
<b>Possibilidade resgate</b>	Sim
<b>Hipótese e cálculo do valor de resgate</b>	Para maiores detalhes sobre a hipótese e cálculo do valor de resgate, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf. relev. - Val. Mobiliários
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	Para maiores detalhes sobre a hipótese e cálculo do valor de resgate, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf. relev. - Val. Mobiliários
<b>Outras características relevantes</b>	Para maiores detalhes vide texto anexo ao item 18.12 – Outras informações relevantes – Valor Mobiliários.
-----	

**18.6 Indicar os mercados brasileiros nos quais valores mobiliários do emissor são admitidos à negociação.**

As debêntures da Companhia 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 BM&FBOVESPA, com os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CBLC.

**18.7 Em relação a cada classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros, indicar:**

- a. país;
- b. mercado;
- c. entidade administradora do mercado no qual os valores mobiliários são admitidos à negociação;
- d. data de admissão à negociação;
- e. se houver, indicar o segmento de negociação;
- f. data de início de listagem no segmento de negociação;
- g. percentual do volume de negociação no exterior em relação ao volume total de negociações de cada classe e espécie no último exercício;
- h. se houver, proporção de certificados de depósitos no exterior em relação a cada classe e espécie de ações;
- i. se houver, banco depositário;
- j. se houver, instituição custodiante.

Todas as Debêntures da Companhia foram emitidas unicamente no mercado nacional.

## **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 pela CPFL Geração ou pelas controladas nenhuma oferta pública de ações, nem dos demais valores mobiliários do emissor, seja ela primária ou secundária, exceto as debêntures cujos detalhes estão descritos no item 18.5 deste Formulário de Referência.

As informações a respeito dos valores mobiliários da controlada direta CPFL Renováveis estão divulgadas no Formulário de Referência apresentado por esta empresa.

**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**

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



**18.11 Descrever as ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiro.**

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

**18.12 - Outras informações relevantes****18.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

Seguem abaixo as informações referentes às condições de vencimento antecipado de cada Emissão de Debêntures da Companhia:

**5ª Emissão de Debêntures da CPFL Geração**

A partir do 18º (décimo oitavo) mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total das Debêntures ("Resgate Antecipado"). O Resgate Antecipado será operacionalizado da seguinte forma: (i) por meio de comunicação enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário e aos Debenturistas com antecedência de 10 (dez) dias úteis da data prevista para o Resgate Antecipado ("Comunicação de Resgate Antecipado"), a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (a) 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 ("Prêmio de Resgate"):

Período de resgate antecipado	Percentual do prêmio (sobre o saldo devedor a ser resgatado)
de 01 de junho de 2014, exclusive, até 01 de dezembro de 2014, inclusive	1,33%
de 01 de dezembro de 2014, exclusive, até 01 de dezembro de 2015, inclusive	1,32%
de 01 de dezembro de 2015, exclusive, até 01 de dezembro de 2016, inclusive	1,25%
de 01 de dezembro de 2016, exclusive, até 01 de dezembro de 2017, inclusive	0,95%
de 01 de dezembro de 2017, exclusive, até 01 de junho de 2018, inclusive	0,73%

**Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:**

**Vencimento:** 01 de junho de 2018;

**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 (cinquenta milhões reais), 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 Emissora; (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 permaneça, direta ou

## 18.12 - Outras informações relevantes

indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Emissora; (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 (cinquenta milhões de reais), 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, sendo que o descumprimento da obrigação descrita em alguns itens abaixo não está sujeito ao prazo de cura descrito neste item; (h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora, suas subsidiárias e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Emissora, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora no prazo de 30 (trinta) dias corridos; (i) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas previstas 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 (cinquenta milhões de reais), ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento; (l) não observância pela Garantidora por 2 (dois) 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 (quinze) 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 a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil da Garantidora e o EBITDA da Garantidora dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações swaps, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou bonds ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Garantidora, estando excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp ("Funcesp") e considera-se como "EBITDA" (*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*) da Garantidora, (1) o lucro da Garantidora antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota explicativa das demonstrações financeiras da Garantidora (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA da Garantidora, de acordo com a definição do item (i) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); (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

## 18.12 - Outras informações relevantes

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 destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à Funesp, bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa e, por fim, as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Garantidora, mas apenas registro contábil; e (iii) para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) acima, a Garantidora deverá (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM, e (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo de tais números, devidamente auditado por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas na Escritura de Emissão. (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) Companhia Força e Luz Santa Cruz, (ii) Companhia Leste Paulista de Energia, (iii) Companhia Sul Paulista de Energia; (iv) Companhia Luz e Força de Mococa; e (v) Companhia Jaguari de Energia. Os valores mencionados nas alíneas (a), (f) e (k) acima serão corrigidos, a partir da Data de Emissão, pela variação acumulada do Índice Geral de Preços ao Mercado – IGP-M, calculado pela Fundação Getúlio Vargas. 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, nos termos da Cláusula Nona abaixo; 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 *quórum* 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 *quórum* de deliberação pela não declaração de vencimento antecipado das Debêntures deverá ser o disposto acima. A não instalação da referida

## 18.12 - Outras informações relevantes

Assembleia Geral de Debenturistas por falta de *quórum* 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 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.

### 6ª Emissão de Debêntures da CPFL Geração

A partir do 37º (trigésimo sétimo) mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total ou parcial das Debêntures ("Resgate Antecipado"). O Resgate Antecipado será operacionalizado da seguinte forma:

- (i) por meio de comunicação enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário e aos Debenturistas com antecedência mínima de 10 (dez) Dias Úteis contados da data prevista para o Resgate Antecipado ("Comunicação de Resgate Antecipado"), a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (a) se o resgate será total ou parcial e, se for parcial, a adoção do critério de sorteio, nos termos do parágrafo 2º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações, a ser coordenado pelo Agente Fiduciário, sendo que todas as etapas desse processo, tais como habilitação dos Debenturistas, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e validação das quantidades de Debêntures a serem resgatadas serão realizadas fora do âmbito da CETIP, (b) a data prevista para o efetivo resgate das Debêntures e o efetivo pagamento aos Debenturistas; (c) o Preço de Resgate (conforme abaixo definido); e (d) as demais informações consideradas relevantes pela Emissora para conhecimento dos Debenturistas;
- (ii) o valor a ser pago aos Debenturistas a título de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário não amortizado, acrescido da Remuneração devida e ainda não paga até a data de Resgate Antecipado, calculada nos termos do item 4.9. acima, devendo ainda incidir sobre este valor, um prêmio a ser calculado de acordo com a seguinte fórmula ("Prêmio de Resgate" e "Preço de Resgate", respectivamente):

Prêmio de Resgate = P x PU

onde:

$P = (DD / DT) \times 0,50\%$ , *flat*

sendo,

DD Dias a decorrer entre a data de Resgate Antecipado e a Data de Vencimento;

DT Dias a decorrer entre a primeira data possível de resgate e a Data de Vencimento.

PU Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido da Remuneração calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento do Preço de Resgate.

- (iii) o pagamento do Preço de Resgate deverá ser realizado de acordo com o disposto no item 4.18. abaixo, sendo certo que todas as Debêntures objeto do resgate serão liquidadas em uma única data e canceladas pela Emissora.

4.13.2. Para as Debêntures custodiadas eletronicamente no CETIP21, a operacionalização do Resgate Antecipado seguirá os procedimentos adotados pela CETIP, a qual deverá ser notificada pela Emissora e pelo Agente Fiduciário, com antecedência mínima de 2 (dois) dias úteis de sua

## 18.12 - Outras informações relevantes

realização. Adicionalmente, a Comunicação de Resgate deverá ser enviada ao Banco Liquidante, com antecedência mínima de 1 (um) dia útil da data do Resgate Antecipado.

4.13.3. Os valores relativos ao Prêmio de Resgate serão devidos aos respectivos Debenturistas e serão pagos simultaneamente ao pagamento do Resgate Antecipado

### **Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:**

**Vencimento:** 21 de agosto de 2020;

**Condições de vencimento antecipado:** Observado o disposto abaixo, os titulares das Debêntures terão o direito de declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures e de exigir o imediato pagamento pela Emissora do Valor Nominal Unitário das Debêntures em circulação, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a Data de Emissão, ou da data do último pagamento da Remuneração, até a data do seu efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial na ocorrência das seguintes hipóteses:

(a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora e/ou da Garantidora ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;

(b) alteração do atual controle da Emissora ou da Garantidora sem prévia aprovação dos Debenturistas, 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 e da Emissora;

(c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora e da Emissora;

(d) realização de redução de capital social da Emissora e/ou da Garantidora, após a data de assinatura desta Escritura de Emissão, sem que haja anuência prévia dos Debenturistas, 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 e/ou contra a Garantidora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo IGP-M, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi cancelado; ou (iii) foram prestadas garantias em juízo;

(g) falta de cumprimento pela Emissora e/ou pela Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na presente Escritura de Emissão não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Emissora e/ou pela Garantidora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;

## 18.12 - Outras informações relevantes

(h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora, suas subsidiárias, e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Emissora, suas subsidiárias, e/ou pela Garantidora no prazo de 30 (trinta) dias corridos;

(i) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos Debenturistas nas datas previstas nesta Escritura de Emissão;

(j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou pela Garantidora caso a Emissora e/ou a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas nesta Escritura de Emissão;

(k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou contra a Garantidora em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais) ou seu valor equivalente em outras moedas, sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo IGP-M, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento;

(l) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos, dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão acompanhados pelo Agente Fiduciário, com base em demonstrativo elaborado pela Garantidora ao final de cada semestre do ano civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo, devendo tal demonstrativo ser entregue ao Agente Fiduciário em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das demonstrações financeiras da Garantidora, relativas ao respectivo semestre ("Índices Financeiros"):

(i) relação entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil da Garantidora e o EBITDA (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*) da Garantidora, (1) o lucro da Garantidora antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota Explicativa das demonstrações financeiras da Garantidora (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões), será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA da Garantidora, de acordo com a definição 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;

(iii) Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) acima, a Garantidora deverá (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM, e (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo de tais números, devidamente auditado por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas nesta Escritura de Emissão; e

## 18.12 - Outras informações relevantes

(m) transformação da Emissora e/ou da Garantidora em sociedade limitada

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 desta Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, após o final do prazo de 30 (trinta) dias corridos ou, especificamente para o item (i), o prazo de 2 (dois) dias corridos.

A de Data de Vencimento Antecipado" será qualquer uma das seguintes datas: (i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k) e/ou (m), 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) e/ou (l), 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) e/ou (m) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta ao respectivo Debenturista. Na ocorrência dos demais eventos 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, 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 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.

A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturistas por falta de *quórum* 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 Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos 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 na Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios previstos na Escritura.

A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP sobre o pagamento do vencimento antecipado, com, no mínimo, 2 (dois) dias úteis de antecedência.

Toda e qualquer alteração nas cláusulas ou condições previstas na escritura de emissão que não tiver *quórum* específico, dependerá da aprovação de Debenturistas que representem a maioria simples das Debêntures em Circulação.

### 7ª Emissão de Debêntures da CPFL Geração

Resgate Antecipado Parcial ou Total

A partir do 24º (vigésimo quarto) mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado parcial ou total das Debêntures ("Resgate Antecipado"). O Resgate Antecipado será operacionalizado da seguinte forma:



## 18.12 - Outras informações relevantes

- (i) por meio de comunicação enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário e aos Debenturistas com antecedência mínima de 10 (dez) dias úteis contados da data prevista para o Resgate Antecipado ("Comunicação de Resgate Antecipado"), a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (a) se o resgate será total ou parcial e, se for parcial, a adoção do critério de sorteio, nos termos do parágrafo 2º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações, a ser coordenado pelo Agente Fiduciário, sendo que todas as etapas desse processo, tais como habilitação dos Debenturistas, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e validação das quantidades de Debêntures a serem resgatadas serão realizadas fora do âmbito da CETIP, (b) a data prevista para o efetivo resgate das Debêntures e o efetivo pagamento aos Debenturistas; 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, acrescido da Remuneração até a data de Resgate Antecipado, calculada nos termos do item 4.9. acima, devendo ainda incidir sobre este valor, um prêmio a ser calculado de acordo com a seguinte fórmula ("Prêmio de Resgate" e "Preço de Resgate", respectivamente):

$$\text{Prêmio de Resgate} = P \times \text{PU}$$

Onde:

$$P = (\text{DD} / \text{DT}) \times 0,50\%, \text{ flat}$$

Sendo:

DD = Dias a decorrer entre a data de Resgate Antecipado e a Data de Vencimento;

DT = Dias a decorrer entre a primeira data possível de resgate e a Data de Vencimento;

PU = Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento do Preço de Resgate;

- (iii) o pagamento do Preço de Resgate deverá ser realizado de acordo com o disposto no item 4.18. abaixo, sendo certo que todas as Debêntures objeto do resgate serão liquidadas em uma única data e canceladas pela Emissora.

Para as Debêntures custodiadas eletronicamente na CETIP, a operacionalização do Resgate Antecipado seguirá os procedimentos adotados pela CETIP, a qual deverá ser notificada pela Emissora e pelo Agente Fiduciário, com antecedência mínima de 2 (dois) dias úteis de sua realização. Adicionalmente, a Comunicação de Resgate deverá ser enviada ao Banco Liquidante, com antecedência mínima de 1 (um) dia útil da data do Resgate Antecipado.

Os valores relativos ao Prêmio de Resgate serão devidos aos respectivos Debenturistas e serão pagos simultaneamente ao pagamento do Resgate Antecipado.

### Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:

**Vencimento:** 25 de abril de 2019;

**Condições de vencimento antecipado:** Observado o disposto abaixo, os titulares das Debêntures terão o direito de declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures e de exigir o imediato pagamento pela Emissora do Valor Nominal Unitário das Debêntures em circulação, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a Data de Emissão, ou da data do último pagamento da Remuneração, até a data do seu efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial na ocorrência das seguintes hipóteses:

**18.12 - Outras informações relevantes**

- (a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora e/ou da Garantidora ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;
- (b) alteração do atual controle da Emissora e/ou da Garantidora sem prévia aprovação dos Debenturistas, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora 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 Emissora;
- (c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora e da Emissora;
- (d) realização de redução de capital social da Emissora e/ou da Garantidora, após a data de assinatura desta Escritura de Emissão, sem que haja anuência prévia dos Debenturistas, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;
- (e) proposta pela Emissora e/ou Garantidora, ou por quaisquer 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 Garantidora ou suas subsidiárias, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo IGP-M, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora, suas subsidiárias 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 pela Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na presente Escritura de Emissão não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Emissora e/ou pela Garantidora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;
- (h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Garantidora e/ou suas subsidiária e não devidamente elidido no prazo de 30 (trinta) dias corridos;
- (i) não pagamento pela Garantidora e/ou Emissora das obrigações pecuniárias devidas aos Debenturistas nas datas previstas nesta Escritura de Emissão;
- (j) com exceção ao mínimo definido em lei, pelo pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão;

## 18.12 - Outras informações relevantes

- (k) não cumprimento de qualquer decisão arbitral, administrativa irrecurável ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou contra a Garantidora em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão pelo IGP\_M, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento;
- (l) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão acompanhados pelo Agente Fiduciário, com base em demonstrativo elaborado pela Garantidora ao final de cada semestre do ano civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo, devendo tal demonstrativo ser entregue ao Agente Fiduciário, em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das demonstrações financeiras da Garantidora, relativas ao respectivo semestre ("Índices Financeiros"):
- (i) relação entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil da Garantidora e o EBITDA (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) da Garantidora, (1) o lucro da Garantidora antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota Explicativa das Demonstrações Financeiras da Garantidora (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões), será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA da Garantidora, de acordo com a definição 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 nesta

## 18.12 - Outras informações relevantes

Escritura de Emissão; e (c) Os Índices Financeiros serão calculados a partir de 30 de junho de 2015; e

(m) transformação da Emissora em sociedade limitada.

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 desta Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, após o final do prazo de 30 (trinta) dias corridos ou, especificamente para o item (i), o prazo de 2 (dois) dias corridos.

A "Data de Vencimento Antecipado" será qualquer uma das seguintes datas: (i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k) e/ou (m) do item acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente 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), e/ou (l) do item acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturistas, se tal Assembleia Geral aprovar o vencimento antecipado das Debêntures.

A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k) e/ou (m) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta ao respectivo Debenturista. Na ocorrência dos demais eventos previstos no item acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 05 (cinco) dias úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas, para 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, 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 75% (setenta e cinco 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 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 Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) dias úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário 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 dos encargos moratórios.

A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP sobre o pagamento de que trata o item acima, com, no mínimo, 2 (dois) dias úteis de antecedência.

### 8ª Emissão de Debêntures da CPFL Geração

## 18.12 - Outras informações relevantes

Resgate Antecipado Facultativo. Não haverá resgate antecipado facultativo.

Resgate Antecipado Obrigatório. Não haverá resgate antecipado obrigatório. Contudo, a Debênture poderá ser objeto de resgate antecipado ou de amortização antecipada na hipótese de indisponibilidade do IPCA/IBGE.

### **Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:**

**Vencimento:** 28 de abril de 2019;

**Condições de vencimento antecipado:** Observado o disposto abaixo, os titulares das Debêntures terão o direito de declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures e de exigir o imediato pagamento pela Emissora do Valor Nominal Unitário das Debêntures em circulação, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a Data de Emissão, ou da data do último pagamento da Remuneração, até a data do seu efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial na ocorrência das seguintes hipóteses:

A Debênture e todas as obrigações constantes na Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora o pagamento do Valor Nominal Unitário Atualizado da Debênture, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a Data de Emissão, ou da última data de pagamento da Remuneração, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, a partir de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial na ocorrência das seguintes hipóteses:

- (a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões reais), sendo este valor atualizado mensalmente, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora, Garantidora e/ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;
- (b) alteração do atual controle da Garantidora e/ou da Emissora sem prévia aprovação do Debenturista, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora 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 Emissora;
- (c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Garantidora e/ou da Emissora, exceto se após a conclusão da referida operação ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle Garantidora e/ou da Emissora;
- (d) realização de redução de capital social da Garantidora e/ou da Emissora, após a data de assinatura desta Escritura de Emissão, sem que haja anuência prévia do Debenturista, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;
- (e) proposta pela Garantidora ou por quaisquer 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

## 18.12 - Outras informações relevantes

plano; requerimento pela Garantidora ou por quaisquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora;

- (f) protesto legítimo de títulos contra a Garantidora ou suas subsidiárias, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, pelo IGP-M, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora, suas subsidiárias 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 Garantidora e/ou pela Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Garantidora e/ou pela Emissora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;
- (h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Garantidora e/ou suas subsidiárias e não devidamente elidido no prazo de 30 (trinta) dias corridos;
- (i) não pagamento pela Garantidora e/ou pela Emissora das obrigações pecuniárias devidas ao Debenturista nas datas previstas nesta Escritura de Emissão;
- (j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas nesta Escritura de Emissão;
- (k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento;
- (l) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude da Debênture, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos, dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão verificados pelo Agente Fiduciário com base em demonstrativo elaborado pela Garantidora ao final de cada semestre do ano civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo, devendo tal demonstrativo ser entregue ao Agente Fiduciário em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das demonstrações financeiras da Garantidora relativas ao respectivo semestre ("Índices Financeiros"):
- (i) relação entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil e o EBITDA dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações swaps, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou bonds ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras, estando excluída deste cálculo a dívida com a Funcesp e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization), (1) o lucro antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota explicativa das demonstrações financeiras

## 18.12 - Outras informações relevantes

(mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA, de acordo com a definição do item (i) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); e

(ii) relação entre EBITDA e Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro", a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada semestre, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à Funcesp, bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa e, por fim, as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa, mas apenas registro contábil. Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) acima, a Garantidora deverá (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM; (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo dos Índices Financeiros, baseado no números auditados ou objeto de revisão por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas nesta Escritura de Emissão; (c) Os Índices Financeiros serão calculados a partir de 30 de junho de 2015; e

(m) transformação da Emissora em sociedade limitada.

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 corridos ou, especificamente para o item (i), o prazo de 2 (dois) dias corridos.

A "Data de Vencimento Antecipado" será qualquer uma das seguintes datas: (i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k) e/ou (m) do item acima, a data de vencimento antecipado da Debênture será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente declarar o vencimento antecipado da Debênture, por meio de notificação enviada à Emissora e à Garantidora; e (ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (j), e/ou (l) do item acima, a data de vencimento antecipado da Debênture será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturista, se tal Assembleia Geral aprovar o vencimento antecipado da Debênture.

A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k) e/ou (m) acima acarretará o vencimento antecipado automático da Debênture, independentemente de qualquer consulta ao Debenturista. Na ocorrência dos demais eventos previstos no item acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 05 (cinco) dias úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturista, para deliberar sobre o eventual Vencimento Antecipado da Debênture. A Assembleia Geral de Debenturista 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,

## 18.12 - Outras informações relevantes

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 Debenturista nos termos da primeira convocação.

Na Assembleia Geral de Debenturista, que será instalada de acordo com os procedimentos previstos na Cláusula 7 da Escritura de Emissão, o Debenturista poderá optar por não declarar antecipadamente vencidas a Debênture.

A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturista por falta de *quórum* será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção do Debenturista em declarar antecipadamente vencida a Debênture.

Em caso de declaração do vencimento antecipado da Debênture, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário Atualizado da Debênture, 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 desta Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) dias úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário ou pelo Debenturista à Emissora por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante da Cláusula 9 desta Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios.

A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP sobre o pagamento de que trata o item acima, com, no mínimo, 2 (dois) dias úteis de antecedência.

### 9ª Emissão de Debêntures da CPFL Geração

Resgate Antecipado Facultativo. Exceto pela Oferta de Resgate Antecipado, a Emissora não poderá, voluntariamente, realizar o resgate antecipado de qualquer das Debêntures.

Resgate Antecipado Obrigatório. Não haverá resgate antecipado obrigatório. Contudo, as Debêntures poderão ser objeto de resgate antecipado ou de amortização antecipada na hipótese de indisponibilidade do IPCA, ressalvado o disposto na Lei 12.431

#### Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:

**Vencimento:** 17 de outubro de 2021;

#### Condições de vencimento antecipado:

as Debêntures e todas as obrigações constantes na Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, o pagamento do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a data da primeira integralização das Debêntures, ou da última Data de Pagamento da Remuneração, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento:

(a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), não sanado no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora, Garantidora e/ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento,



## 18.12 - Outras informações relevantes

sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;

(b) alteração do atual controle da Garantidora e/ou da Emissora sem prévia aprovação dos Debenturistas, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, na qual, após a conclusão da alteração de controle da Emissora e/ou da Garantidora, ao menos um dos seguintes acionistas permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora: 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 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 que resultar na alteração de controle da Emissora ao menos um dos seguintes acionistas permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora: 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 passe a fazer parte individual ou coletivamente do bloco de controle da CPFL Energia;

(d) realização de redução de capital social da Garantidora e/ou da Emissora, sem que haja anuência prévia dos Debenturistas, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;

(e) proposta pela Emissora e/ou pela Garantidora e/ou por quaisquer de suas subsidiárias, 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 e/ou por quaisquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora e/ou pela Garantidora;

(f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou a Garantidora ou suas subsidiárias, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo estes valores atualizados mensalmente, pelo IGP-M, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora e/ou pela Garantidora, e/ou pelas suas subsidiárias que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi suspenso ou cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias e aceitas em juízo;

(g) descumprimento pela Garantidora e/ou pela Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Garantidora e/ou pela Emissora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;

(h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou da Garantidora e/ou de suas subsidiárias e não devidamente elidido no prazo de 30 (trinta) dias corridos;

(i) não pagamento pela Garantidora e/ou pela Emissora das obrigações pecuniárias devidas aos Debenturistas no prazo de até 2 (dois) dias corridos das datas previstas na Escritura de Emissão;

## 18.12 - Outras informações relevantes

(j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão;

(k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial e/ou de qualquer decisão arbitral ou administrativa não sujeita a recurso contra a Emissora e/ou contra a Garantidora ou suas subsidiárias em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo estipulado na respectiva decisão;

(l) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos, dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão verificados pelo Agente Fiduciário com base em demonstrativo elaborado pela Garantidora ao final de cada semestre do ano civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo, devendo tal demonstrativo ser entregue ao Agente Fiduciário em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das demonstrações financeiras da Garantidora relativas ao respectivo semestre ("Índices Financeiros"):

(i) relação entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil e o EBITDA dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações swaps, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou bonds ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras, estando excluída deste cálculo a dívida com a Funcesp e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization), (1) o lucro antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota explicativa das demonstrações financeiras (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA, de acordo com a definição deste item (i), o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); e

(ii) relação entre EBITDA e Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro", a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada semestre, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à Funcesp, bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa e, por fim, as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa, mas apenas registro contábil.

Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii), a Garantidora deverá (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM; (b) apresentar relatório

## 18.12 - Outras informações relevantes

contendo memória de cálculo dos Índices Financeiros, baseado nos números auditados ou objeto de revisão por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas na Escritura de Emissão; (c) Os Índices Financeiros serão calculados a partir de 31 de dezembro de 2016;

(m) alteração do tipo societário da Emissora nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações;

(n) comprovada violação de dispositivo legal ou regulatório relativo à prática de corrupção ou de atos lesivos à administração pública, incluindo, sem limitação, a Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013 ("Lei nº 12.846"), pela Emissora ou pela Garantidora; e

(o) descumprimento da obrigação de destinar os recursos captados por meio das Debêntures conforme estabelecido no item 3.12 da Escritura de Emissão.

As referências a "controle" encontradas neste item 4.6 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 (i) 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 ou, especificamente para o item (i), o prazo de 2 (dois) dias corridos.

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) e/ou (m) do item 4.6.1 acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente declarar o vencimento antecipado das Debêntures, por meio de notificação enviada à Emissora e à Garantidora, nos termos da Cláusula 9 abaixo; e (ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (j), (l), (n) e/ou (o) do item acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturistas, se tal Assembleia Geral aprovar o vencimento antecipado das Debêntures.

A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k) e/ou (m) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta aos Debenturistas. Na ocorrência dos demais eventos previstos no item 4.6.1 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, na hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro Dia Útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas nos termos da primeira convocação.

Na Assembleia Geral de Debenturistas mencionada no item acima, que será instalada de acordo com os procedimentos previstos na Cláusula 7 da Escritura de Emissão, os Debenturistas poderão optar 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 não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures.

## 18.12 - Outras informações relevantes

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 da primeira integralização das Debêntures ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos 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 à Emissora por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante da Cláusula 9 da Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios previstos no item 4.7. da Escritura de Emissão.

A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP e/ou a BM&FBOVESPA sobre o pagamento de que trata o item 4.6.7. da Escritura de Emissão, com, no mínimo, 2 (dois) Dias Úteis de antecedência.

### 1ª emissão Campos Novos Energia S.A.

(iv) por meio de comunicação enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário e aos Debenturistas com antecedência de 10 (dez) dias úteis da data prevista para o Resgate Antecipado ("Comunicação de Resgate Antecipado"), a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (a) informação se o resgate será total ou parcial; (b) no caso de resgate parcial, a quantidade total de Debêntures a serem resgatadas; (c) a data para o resgate das Debêntures e o efetivo pagamento aos Debenturistas; (d) o Preço de Resgate, conforme abaixo definido; e (e) as demais informações consideradas relevantes pela Emissora para conhecimento dos Debenturistas, inclusive os procedimentos para o sorteio de Debêntures em caso de resgate parcial;

(v) o valor a ser pago aos Debenturistas a título de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário das Debêntures não amortizado, acrescido da Remuneração devida e não paga até a data de Resgate Antecipado, calculada nos termos do item 4.9. desta Escritura de Emissão, bem como de um prêmio, cujo percentual sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures não amortizado e acrescido da Remuneração devida e não paga até a data de Resgate Antecipado será definido nos termos da tabela abaixo ("Preço de Resgate"); e

SEMESTRE	PRÊMIO DE RESGATE (PERCENTUAL)
1º	0,38%
2º	0,37%
3º	0,41%
4º	0,42%
5º	0,42%
6º	0,39%
7º	0,34%
8º	0,28%
9º	0,21%
10º	0,16%

(vi) o pagamento do Preço de Resgate deverá ser realizado de acordo com o disposto no item 4.17. abaixo, sendo certo que todas as Debêntures objeto do Resgate Antecipado serão liquidadas em uma única data e canceladas pela Emissora.

Para as Debêntures custodiadas eletronicamente no SND, conforme procedimentos adotados pela CETIP: (i) no caso de Resgate Antecipado total das Debêntures, a operacionalização do resgate seguirá os procedimentos da CETIP, a qual deverá ser notificada pela Emissora através de correspondência com o "de acordo" do Agente Fiduciário, com antecedência mínima de 2

## 18.12 - Outras informações relevantes

(dois) dias úteis de sua realização; e (ii) no caso de Resgate Antecipado parcial das Debêntures, a operacionalização do resgate antecipado será realizada através de "operação de compra e venda definitiva no mercado secundário", sendo que todas as etapas de habilitação dos Debenturistas, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e validação das quantidades de Debêntures a serem resgatadas por cada Debenturista serão realizadas fora do âmbito da CETIP, pelo Agente Fiduciário, com base em procedimento descrito na Comunicação de Resgate Antecipado. Fica definido que, caso a CETIP venha a implementar outra funcionalidade para operacionalizar o evento parcial, não haverá a necessidade de ajuste à presente Escritura de Emissão ou qualquer outra formalidade.

Observado o disposto nos itens 4.13.2 a 4.13.6 abaixo, as Debêntures e todas as obrigações constantes desta Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a Data de Emissão, ou da data do último pagamento da Remuneração, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial.

### **Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:**

**Vencimento:** 1º de agosto de 2016;

### **Condições de vencimento antecipado:**

(xxi) pedido por parte da Emissora, e/ou da CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração"), e/ou da CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia") de qualquer plano de recuperação judicial ou extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou se a Emissora, e/ou a CPFL Geração, e/ou a CPFL Energia ingressar(em) em juízo com requerimento de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente;

(xxii) liquidação, dissolução, extinção, pedido de autofalência, requerimento de falência não elidido no prazo legal ou decretação de falência da Emissora, e/ou da CPFL Geração, e/ou da CPFL Energia ou, ainda, de qualquer procedimento análogo que venha a ser criado por lei, requerido pela ou decretado contra a Emissora, e/ou a CPFL Geração, e/ou a CPFL Energia;

(xxiii) falta de cumprimento pela Emissora de qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão;

(xxiv) falta de cumprimento pela Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento pela Emissora de aviso escrito que lhe for enviado por qualquer dos titulares das Debêntures ou pelo Agente Fiduciário;

(xxv) alteração do atual controle da Emissora, sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, exceto se após a referida alteração, a CPFL Geração permaneça com participação acionária, direta ou indireta, de, no mínimo, 51% (cinquenta e um por cento);

(xxvi) ocorrência de cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária que possa resultar na alteração da configuração societária da Emissora, exceto se após a referida alteração, a CPFL Geração permaneça com participação acionária, direta ou indireta, de, no mínimo, 51% (cinquenta e um por cento);

(xxvii) protesto legítimo e reiterado de títulos contra a Emissora, e/ou a CPFL Geração, e/ou a CPFL Energia, no mercado local ou internacional em valor, individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, (a) seja validamente comprovado pela Emissora, e/ou pela CPFL Geração, e/ou pela CPFL Energia que o(s) protesto(s) foi/foram efetuado(s) por erro ou má-fé de terceiros; (b) for/forem cancelado(s), ou ainda, (c) forem prestadas garantias em juízo;

(xxviii) deliberação de redução de capital social da Emissora sem a prévia anuência dos Debenturistas, nos termos previstos no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;

## 18.12 - Outras informações relevantes

(xxix) pagamento de dividendos, juros sobre o capital próprio ou qualquer outra participação no lucro estatutariamente prevista ou qualquer outra forma de oferta, pela Emissora a seus acionistas, quando esta estiver em mora com relação às Debêntures, ressalvado, entretanto, o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações e o pagamento de dividendos prioritários (fixos ou mínimos) a que as ações preferenciais eventualmente emitidas pela Emissora façam jus;

(xxx) não pagamento na data de vencimento original ou vencimento antecipado, de quaisquer obrigações financeiras da Emissora, no mercado local ou internacional em valor, individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ressalvada a hipótese de a Emissora, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento em até 3 (três) dias úteis, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;

(xxxi) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora, em valor agregado igual ou superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ou seu valor equivalente em outras moedas no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento;

(xxxii) transformação da Emissora em sociedade limitada;

(xxxiii) ocorrência de eventos que possam afetar a capacidade operacional, legal ou financeira da Emissora, e/ou da CPFL Geração, e/ou da CPFL Energia, ou ainda que possam causar prejuízo à imagem do Coordenador Líder no contexto da sociedade e do Sistema Financeiro Nacional;

(xxxiv) provarem-se falsas ou revelarem-se incorretas ou enganosas, em qualquer aspecto relevante, quaisquer das declarações ou garantias prestadas pela Emissora no âmbito da presente Emissão;

(xxxv) autuações pelos órgãos governamentais contra a Emissora, de caráter fiscal, social, ambiental ou de defesa da concorrência, entre outros, não contestadas no prazo legal, de valor individual ou agregado superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais).

(xxxvi) alteração do objeto social disposto no estatuto social da Emissora, que modifique substancialmente as atividades atualmente por ela praticadas;

(xxxvii) transferência ou qualquer forma de cessão ou promessa de cessão a terceiros, pela Emissora, das obrigações assumidas nesta Escritura de Emissão;

(xxxviii) constituição de garantia real sobre qualquer dos ativos da Emissora, sem o prévio consentimento dos titulares das Debêntures, reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas, exceto quando tal garantia for constituída: (i) para operações de financiamento da Emissora junto ao BNDES e ao Banco do Nordeste do Brasil S.A. ("BNB"), (ii) para operações comerciais inerentes à atividade operacional da Emissora;

(xxxix) alienação de ativos operacionais que, individual ou conjuntamente, durante a vigência das Debêntures, resulte em uma redução do ativo da Emissora superior a 25% (vinte e cinco por cento), exceto se: (i) tal alienação objetivar a captação de recursos para (a) investimentos na atividade produtiva da Emissora, (b) substituição de bens antigos por outros novos com a mesma finalidade, ou (c) eliminação de ativos operacionais obsoletos ou inservíveis; ou (ii) tal alienação for realizada para operações da Emissora junto ao BNDES e/ou ao BNB. O limite acima estabelecido será apurado levando-se em conta o ativo da Emissora no exercício social anterior à alienação; e

(xl) não utilização dos recursos conforme disposto no item 3.4. da presente Escritura de Emissão.

## 18.12 - Outras informações relevantes

4.13.2. Os valores mencionados nas alíneas do item (vii), (x), (xi) e (xv) acima não serão reajustados ou corrigidos.

4.13.3. A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (i), (ii), (iii), (iv), (v), (vi), (vii), (ix), (x), (xi), (xii), (xvi) e (xx) do item 4.13.1. acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta ao respectivo detentor, ficando o vencimento condicionado à entrega de notificação nesse sentido, pelo Agente Fiduciário à Emissora.

4.13.4. Na ocorrência dos eventos previstos nas alíneas (viii), (xiii), (xiv), (xv), (xvii), (xviii) e (xix) do item 4.13.1. acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 3 (três) 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 da convocação.

4.13.5. Na Assembleia de Debenturistas mencionada no item 4.13.4. acima, que será instalada de acordo com os procedimentos e *quórum* previsto na Cláusula Sétima desta Escritura, os titulares das Debêntures poderão optar, por deliberação de titulares que representem a maioria (50% mais uma Debênture) das Debêntures em Circulação, por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures.

4.13.5.1. Independente do disposto no item 4.13.3. acima, 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 de que são titulares.

4.13.6. 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, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) dias úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário ou pelos Debenturistas à Emissora por meio de carta protocolada no endereço constante da Cláusula Nona desta Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios previstos no item 4.14. abaixo.

4.13.6.1. A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP sobre o pagamento de que trata o item 4.13.6. acima, com, no mínimo, 2 (dois) dias úteis de antecedência.

As informações a respeito dos valores mobiliários das controladas diretas BAESA e CPFL Renováveis estão divulgadas no Formulário de Referência apresentado por estas empresas.

## **19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor**

### **Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

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



## **19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria**

### **Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

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

**19.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes**

A Companhia não possui valores mobiliários em tesouraria nem planos de recompra.

## **20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários**

### **Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

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

**20.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes**

Todas as informações pertinentes à política de negociação de valores mobiliários já foram divulgadas no Formulário de Referência da nossa controladora CPFL Energia.

**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..**

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

**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.

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

**21.3 Informar os administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações.**

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

**21.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes**

Todas as informações pertinentes à política de divulgação de informações já foram divulgadas no Formulário de Referência da nossa controladora CPFL Energia.

\*\*\*\*\*