

# 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	3

## 2. Auditores independentes

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

## 3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras	7
3.2 - Medições não contábeis	8
3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras	9
3.4 - Política de destinação dos resultados	12
3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido	16
3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas	17
3.7 - Nível de endividamento	18
3.8 - Obrigações	19
3.9 - Outras informações relevantes	20

## 4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco	21
4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado	34
4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes	38
4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores	53
4.5 - Processos sigilosos relevantes	55
4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto	56
4.7 - Outras contingências relevantes	59
4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados	60

# Índice

---

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Política de gerenciamento de riscos	61
5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado	65
5.3 - Descrição dos controles internos	69
5.4 - Alterações significativas	73
5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	74

## 6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM	75
6.3 - Breve histórico	76
6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial	85
6.6 - Outras informações relevantes	86

## 7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas	87
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais	90
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais	93
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total	117
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades	118
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior	123
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades	124
7.8 - Políticas socioambientais	125
7.9 - Outras informações relevantes	126

## 8. Negócios extraordinários

8.1 - Negócios extraordinários	140
8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor	141
8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais	142
8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	143

# Índice

---

## 9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros	144
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados	145
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis	147
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades	208
9.2 - Outras informações relevantes	219

## 10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais	220
10.2 - Resultado operacional e financeiro	253
10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras	278
10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor	280
10.5 - Políticas contábeis críticas	282
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras	285
10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras	286
10.8 - Plano de Negócios	287
10.9 - Outros fatores com influência relevante	289

## 11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas	290
11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas	291

## 12. Assembleia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa	292
12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais	298
12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração	303
12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem	305
12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal	306
12.7/8 - Composição dos comitês	313
12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores	319

## Índice

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros	320
12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores	338
12.12 - Práticas de Governança Corporativa	339
12.13 - Outras informações relevantes	340

### 13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária	342
13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	346
13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	350
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária	353
13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	356
13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária	358
13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	359
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	360
13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão	361
13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários	362
13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal	363
13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria	364
13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores	365
13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam	366
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	367
13.16 - Outras informações relevantes	369

### 14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos	371
14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos	372



## Índice

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados	373
14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos	375
14.5 - Outras informações relevantes	377
<b>15. Controle e grupo econômico</b>	
15.1 / 15.2 - Posição acionária	378
15.3 - Distribuição de capital	386
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	387
15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte	392
15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor	393
15.7 - Principais operações societárias	394
15.8 - Outras informações relevantes	399
<b>16. Transações partes relacionadas</b>	
16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas	400
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas	401
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	416
16.4 - Outras informações relevantes	418
<b>17. Capital social</b>	
17.1 - Informações sobre o capital social	419
17.2 - Aumentos do capital social	420
17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações	421
17.4 - Informações sobre reduções do capital social	422
17.5 - Outras informações relevantes	423
<b>18. Valores mobiliários</b>	
18.1 - Direitos das ações	424
18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública	425

## Índice

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto	427
18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados	428
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	429
18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação	431
18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros	432
18.8 - Títulos emitidos no exterior	433
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	434
18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios	435
18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros	436
18.12 - Outras informações relevantes	437
<b>19. Planos de recompra/tesouraria</b>	
19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor	451
19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria	452
19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria	453
<b>20. Política de negociação</b>	
20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários	454
20.2 - Outras informações relevantes	455
<b>21. Política de divulgação</b>	
21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações	457
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	458
21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações	460
21.4 - Outras informações relevantes	461

## 1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

**Nome do responsável pelo conteúdo do formulário**

**Andre Dorf**

**Cargo do responsável**

Diretor Presidente

**Nome do responsável pelo conteúdo do formulário**

**Gustavo Estrella**

**Cargo do responsável**

Diretor de Relações com Investidores

### **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 (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, (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:**

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 Energia S.A. ("Companhia") atesta que:

(a) reviu o formulário de referência;

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

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

Data: 25/05/2017



---

Andre Dorf  
Diretor Presidente

**1.2 Declaração individual do Diretor de Relações com Investidores devidamente assinada, atestando que (a) reviu o formulário de referência, (b) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19, (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:**

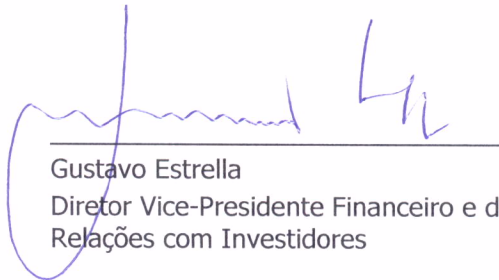
Conforme orientações de divulgação do Formulário de Referência apresentadas pela Instrução CVM 480/09, alterada pela Instrução CVM 552/14 (Anexo 24, item 1.1), o diretor abaixo-assinado da CPFL Energia S.A. ("Companhia") atesta que:

(a) reviu o formulário de referência;

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

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

Data: 25/05/2017



\_\_\_\_\_  
Gustavo Estrella  
Diretor Vice-Presidente 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 à Deloitte no exercício de 2016 foi de R\$ 6.911 mil, dos quais os valores de (i) R\$ 4.888 mil referem-se ao serviço de auditoria das demonstrações financeiras e revisão das informações intermediárias; (ii) R\$ 420 mil referem-se à revisão de Escrituração Contábil Fiscal (ECF); (iii) R\$ 1.071 mil referem-se a à auditoria das demonstrações contábeis regulatórias; (iv) R\$ 436 mil referem-se a procedimentos previamente acordados para asseguarção de cumprimento de covenants financeiros; (v) R\$ 40 mil referem-se a laudos contábeis; (vi) R\$ 19 mil referente à revisão e retificação de DIPJ de anos anteriores; (vii) R\$ 19 mil referem-se a à auditoria de contratos de Luz pra Todos; e (viii) R\$ 16 mil referem-se a procedimentos adicionais a pedido do acionista indireto Eletrobrás.
<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 da CPFL Energia, em reunião realizada em 14 de dezembro de 2016, aprovou a contratação da KPMG Auditores Independentes para a realização dos serviços de auditoria do Grupo CPFL para os exercícios de 2017 a 2021, dando sequência aos serviços efetuados pela Deloitte Auditores Independentes, que se encerram com o exercício de 2016.
<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
Marcelo Magalhães Fernandes	12/03/2012 a 13/03/2017	110.931.498-17	Av. Dr. José Bonifácio Coutinho Nogueira, 150, 5º andar, Jardim Madalena, Campinas, SP, Brasil, CEP 13091-611, Telefone (019) 37073000, Fax (19) 37093001, e-mail: mfernandes@deloitte.com

<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 da CPFL Energia, em reunião realizada em 14 de dezembro de 2016, aprovou a contratação da KPMG Auditores Independentes para a realização dos serviços de auditoria do Grupo CPFL para os exercícios de 2017 a 2021, dando sequência aos serviços efetuados pela Deloitte Auditores Independentes, que se encerram com o exercício de 2016.
<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, Botafogo, Campinas, SP, Brasil, CEP 13020-431, Telefone (19) 21298700, Fax (19) 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 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 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 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	1.071.373,28	22%
Procedimentos previamente acordados - Asseguração de <i>covenants</i> financeiros	27/11/2015	Anos calendários 2015 e 2016	435.861,66	9%
Auditoria de contratos de Luz pra Todos	22/04/2015	Anos calendários 2015 e 2016	18.989,36	0%
Laudos Contábeis	14/08/2015	Média de 3 meses	40.500,00	1%
Procedimentos adicionais de auditoria a pedido do acionista indireto Eletrobrás à data-base 31/12/2015	06/02/2015	Média de 1 mês	16.320,00	0%
Revisão tributária - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	22/04/2015	Anos calendários 2015 e 2016	420.212,92	9%
Revisão e retificação de DIPJs de anos anteriores	01/12/2015	Média de 1 mês	19.510,92	0%
			<u>2.022.768,14</u>	<u>41%</u>

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

A Administração da CPFL Energia declara que a prestação dos serviços 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 - Consolidado**

<b>(Reais)</b>	<b>Exercício social (31/12/2016)</b>	<b>Exercício social (31/12/2015)</b>	<b>Exercício social (31/12/2014)</b>
Patrimônio Líquido	10.372.668.000,00	10.130.138.000,00	9.397.329.000,00
Ativo Total	42.170.992.000,00	40.532.471.000,00	35.144.436.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	19.112.089.000,00	20.599.212.000,00	17.399.196.000,00
Resultado Bruto	2.522.608.000,00	2.645.433.000,00	2.633.327.000,00
Resultado Líquido	879.057.000,00	875.277.000,00	886.443.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	1.017.914.746	993.014.215	962.274.260
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	10,190115	10,201403	9,765749
Resultado Básico por Ação	0,885030	0,849718	0,932472
Resultado Diluído por Ação	0,87	0,83	0,83

### 3.2 - Medições não contábeis

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

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

**a) informar o valor das medições não contábeis**

Os montantes de EBITDA (LAJIDA), observando os preceitos da Instrução CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012, foram R\$ 4.125.766, R\$ 4.143.356 e R\$ 3.854.156 em 2016, 2015 e 2014 respectivamente.

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

CONSOLIDADO	2016	2015 <sup>(1)</sup>	2014 <sup>(1)</sup>
<b>Lucro líquido contábil</b>	<b>879.057</b>	<b>875.277</b>	<b>886.444</b>
Impostos sobre o lucro	501.490	579.177	623.860
Resultado financeiro	1.453.474	1.407.863	1.182.708
Depreciação e amortização	1.291.166	1.279.903	1.159.964
Amortização de mais valia de ativos	579	1.136	1.182
<b>EBITDA</b>	<b>4.125.766</b>	<b>4.143.356</b>	<b>3.854.158</b>

<sup>(1)</sup> Contempla os efeitos da nota explicativa 2.8 de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas de 31 de dezembro de 2016.

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

O EBITDA é calculado utilizando-se o lucro antes de juros (resultado financeiro), do imposto de renda e contribuição social, e da depreciação e amortização. O EBITDA fornece uma medida gerencial útil do desempenho das empresas do grupo CPFL Energia e a definição de EBITDA utilizada pela Companhia pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras empresas. Ressalta-se que o EBITDA não é uma medida estabelecida de acordo com as normas contábeis internacionais (IFRS) e está sendo apresentado de acordo com a Instrução CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012.

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

### 3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

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

Os eventos subsequentes são referentes às últimas demonstrações financeiras consolidadas do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016, sendo 13 de março de 2017 a data de autorização de emissão destas demonstrações.

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

#### **1. Aquisição acionária da Companhia pela State Grid International Development Limited**

Em Fato Relevante divulgado ao mercado em 1 de julho de 2016, a Companhia divulgou que recebeu de seu acionista controlador Camargo Corrêa S.A. ("CCSA") uma comunicação sobre proposta recebida da State Grid International Development Limited. para a aquisição da totalidade de sua participação societária vinculada ao bloco de controle da Companhia. Em 2 de setembro de 2016 a Companhia recebeu da CCSA correspondência confirmando a assinatura do contrato de aquisição.

Em 23 de novembro de 2016, a Companhia divulgou Fato Relevante informando que a ANEEL aprovou, naquela data, o pedido de anuência para a transferência das ações de emissão da CPFL Energia detidas pelos acionistas integrantes de seu bloco de controle ("Acionistas Controladores") à State Grid Brazil Power Participações Ltda. (atualmente denominada "State Grid Brazil Power Participações S.A.", ou "State Grid Brazil"), subsidiária brasileira da State Grid International Development Limited. Esta autorização era a última condição precedente para a ocorrência do fechamento da transação e a consumação da transferência das ações de emissão da CPFL Energia detidas pelos Acionistas Controladores à State Grid.

Em 23 de janeiro de 2017, a Companhia divulgou Fato Relevante informando que recebeu, naquela data, correspondência da State Grid Brazil informando que naquela data, foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações datado de 02 de setembro de 2016 e celebrado entre a State Grid Brazil, a Camargo Corrêa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS, a Fundação SABESP de Seguridade Social — SABESPREV, e outras partes. Além disso, foram divulgados neste Fato Relevante as condições sobre a transação no que tange à (i) fechamento e ações adquiridas, (ii) preço por ação da CPFL Energia; (iii) preço por ação da CPFL Renováveis; (iv) OPAs por alienação de controle; (v) preço da OPA por alienação de controle; (vi) possibilidade de promover o cancelamento de registro da CPFL Energia e/ou da CPFL Renováveis; (vii) rescisão do controle de acionistas e outras informações relevantes.

Após a finalização da transação, a a State Grid Brazil se tornou a única acionista controladora da CPFL Energia com 54,64% (556.164.817 ações, diretas ou indiretas) do capital votante e total da Companhia. O preço total pago para a aquisição direta e indireta das ações foi de R\$ 25,51 por ação, totalizando aproximadamente R\$ 14,19 bilhões. Com a operação, a State Grid Brazil tornou-se o único controlador da Companhia, de forma que o Acordo de Acionistas datado de 22 de março de 2002, celebrado entre os antigos controladores, foi extinto.

Os membros do conselho de administração e do conselho fiscal (exceto a conselheira eleita como membro independente) renunciaram nesta mesma data. A eleição dos substitutos para ocuparem os cargos vagos do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal ocorreu na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 16 de fevereiro de 2017.

Como o fechamento ocorreu em 23 de janeiro de 2017, após todas as condições precedentes serem atendidas, a administração da Companhia esclarece que esta transação não gerou impactos na estrutura acionária da Companhia em 31 de dezembro de 2016.

### 3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

#### 2. Aprovação para captação de recursos

##### 2.1. Aprovação de emissão de debêntures da CPFL Piratininga e da RGE

Os Conselhos de Administração das controladas CPFL Piratininga e RGE autorizaram, em 25 de janeiro de 2017, a 8ª emissão de debêntures simples não conversíveis em ações. As debêntures foram emitidas em 15 de fevereiro de 2017.

<u>Empresa</u>	<u>Emissão</u>	<u>Quantidade emitida</u>	<u>Montantes</u>	<u>Vencimento</u>	<u>Pagamento de juros</u>	<u>Destinação dos recursos</u>
CPFL Piratininga	8ª emissão - 1ª série	60.000	60.000	02/2024	Semestral	Implementação e desenvolvimento de projetos de investimento em subestações e linhas de transmissão
CPFL Piratininga	8ª emissão - 2ª série	246.000	246.000	02/2022	Semestral	Refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro
RGE	8ª emissão - 1ª série	130.000	130.000	02/2024	Semestral	Implementação e desenvolvimento de projetos de investimento em subestações e linhas de transmissão
RGE	8ª emissão - 2ª série	250.000	250.000	02/2022	Semestral	Refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro
			686.000			

##### 2.2. Aprovação de captação de recursos em moeda estrangeira (Lei 4.131) – CPFL Geração, CPFL Paulista, RGE e RGE Sul

Em 01 de fevereiro de 2017, foi aprovada pelo Conselho de Administração a captação de recursos para as seguintes controladas:

- CPFL Paulista: até R\$2.225.000;
- CPFL Geração: até R\$679.000;
- RGE Sul: até R\$390.000;
- RGE: até R\$ 308.000.

Estas aprovações ocorrerão através de empréstimo baseados na Lei nº 4.131/62 e/ou rolagem das dívidas atuais em moeda estrangeira com swap para CDI, bem como a cessão de swap em garantia, Crédito Rural, Cédula de Crédito Bancário, Notas Promissórias com take out de dívidas de longo prazo, Emissão de Debêntures, Assunção de Dívidas, outras operações de capital de giro.

#### 3. Dividendo intermediário do 1º semestre de 2016

Conforme Aviso aos Acionistas de 05 de janeiro de 2017, o Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada na mesma data, aprovou a declaração do "Dividendo Intermediário", referente ao 1º semestre de 2016, o qual será imputado ao dividendo mínimo obrigatório do exercício social de 2016, no montante de R\$ 221.780, correspondente ao valor de R\$ 0,217876793 por ação.

O dividendo declarado foi pago em dia 20 de janeiro de 2017 aos acionistas detentores de ações de emissão da Companhia em 12 de janeiro de 2017, registrando-se que as ações passaram a ser negociadas "ex-dividendo" na Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros – BM&FBOVESPA S.A. ("BM&FBovespa"), cuja nova denominação passou a ser B3 S.A. a partir de 28 de abril de 2017<sup>1</sup> e na Bolsa de Valores de Nova York ("NYSE") a partir de 13 de janeiro de 2017.

#### 4. Oferta Pública de Aquisição de Ações

Conforme fato relevante divulgado em 16 de fevereiro de 2017, a State Grid Brazil realizará uma oferta pública para a aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas

<sup>1</sup> Em função desta alteração ser muito recente, adotaremos a antiga denominação no decorrer deste documento.

### 3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

remanescentes da CPFL Energia ("OPA por Alienação de Controle"), nos termos da legislação vigente e do Estatuto Social da CPFL Energia.

A State Grid Brazil tem, ainda, a intenção de, juntamente com a OPA por Alienação de Controle, realizar oferta pública unificada de aquisição de ações ordinárias de emissão da Companhia visando a: (i) cancelar seu registro de companhia aberta perante a CVM sob a categoria "A" e a sua conversão para a categoria "B" ("OPA para Conversão de Registro"); e (ii) retirar a Companhia do Segmento Especial de Listagem da BM&FBOVESPA denominado Novo Mercado ("OPA para Saída do Novo Mercado"), observando-se, para tanto a legislação aplicável. A State Grid Brazil também pretende fazer com que (i) o contrato de depósito em relação ao agente depositário americano das ações da Companhia seja rescindido (ii) a Companhia saia da NYSE e (iii) seja cancelado o registro como companhia aberta nos Estados Unidos.

A CPFL Energia ainda em razão da intenção manifestada pela State Grid Brazil convocou os acionistas a se reunirem em assembleia geral extraordinária para deliberar sobre (i) a escolha da instituição ou empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia a partir de lista tríplice apresentada pelo Conselho de Administração, conforme previsto no Regulamento do Novo Mercado e no Estatuto Social da Companhia; (ii) o cancelamento de registro da Companhia perante a CVM como emissora de valores mobiliários registrada na categoria "A", e sua conversão para categoria "B"; e (iii) a saída da Companhia do segmento de listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros.

Conforme informado nos Fatos Relevantes divulgados por ambas as companhias em 23 de fevereiro de 2017, a State Grid Brazil 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.

### 5. Reajuste tarifária anual – CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa e CPFL Paulista

A tabela a seguir mostra o impacto das nossas subsidiárias mencionadas acima, publicadas em 21 de março de 2017 para CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa, e em 04 de abril de 2017 para CPFL Paulista:

	Resolução	Reajuste econômico	Componentes financeiros	TOTAL
CPFL Jaguari	2.213	3,88%	-1,83%	2,05%
CPFL Sul Paulista	2.209	0,98%	0,66%	1,64%
CPFL Mococa	2.212	3,45%	-1,80%	1,65%
CPFL Santa Cruz	2.211	1,37%	-2,65%	-1,28%
CPFL Leste Paulista	2.210	3,18%	-2,42%	0,76%
CPFL Paulista	2.217	2,13%	-2,93%	-0,80%

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

**3.4 - Política de destinação dos resultados**

	<p>Financeiro da Concessão decorrente de alienação ou reestruturação societária, e resultará na reversão dos respectivos valores para "Lucros ou Prejuízos Acumulados".</p> <p>(c.ii) o saldo da Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão não poderá exceder o saldo do Ativo Financeiro da Concessão registrado nas Demonstrações Financeiras consolidadas da Companhia;</p> <p>d) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente, sendo a reserva de ajustes do ativo da concessão e a reserva legal, nesta ordem, as últimas a serem absorvidas.</p> <p>Em 2016, amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/1976, a Companhia constituiu Reserva Estatutária – Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão com a finalidade de adequar o fluxo de caixa proveniente do recebimento da indenização, pelo Poder Concedente, ao final do</p>	<p>como pela baixa do Ativo Financeiro da Concessão decorrente de alienação ou reestruturação societária, e resultará na reversão dos respectivos valores para "Lucros ou Prejuízos Acumulados".</p> <p>(c.ii) o saldo da Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão não poderá exceder o saldo do Ativo Financeiro da Concessão registrado nas Demonstrações Financeiras consolidadas da Companhia;</p> <p>d) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente, sendo a reserva de ajustes do ativo da concessão e a reserva legal, nesta ordem, as últimas a serem absorvidas.</p> <p>Em 2015, amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/1976, a Companhia constituiu Reserva Estatutária – Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão com a finalidade de adequar o fluxo de caixa proveniente do recebimento da indenização, pelo Poder</p>	<p>como pela baixa do Ativo Financeiro da Concessão decorrente de alienação ou reestruturação societária, e resultará na reversão dos respectivos valores para "Lucros ou Prejuízos Acumulados".</p> <p>(c.ii) o saldo da Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão não poderá exceder o saldo do Ativo Financeiro da Concessão registrado nas Demonstrações Financeiras consolidadas da Companhia;</p> <p>d) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente, sendo a reserva de ajustes do ativo da concessão e a reserva legal, nesta ordem, as últimas a serem absorvidas.</p> <p>Em 2014, amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/1976, a Companhia constituiu Reserva Estatutária – Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão com a finalidade de adequar o fluxo de caixa proveniente da indenização, pelo Poder</p>
--	---	--	---

**3.4 - Política de destinação dos resultados**

	<p>prazo de concessão das distribuidoras controladas pela CPFL Energia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros.</p> <p>Em 2016, amparada na Lei nº 6.404/1976, e considerando o atual cenário econômico adverso e as incertezas quanto às projeções de mercado das distribuidoras, a Companhia constituiu a Reserva Estatutária – reforço de capital de giro.</p>	<p>Concedente, ao final do prazo de concessão das distribuidoras controladas pela CPFL Energia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros.</p> <p>Em 2015, amparada na Lei nº 6.404/1976, e considerando (i) o atual cenário econômico adverso, (ii) a falta de previsibilidade da situação hidrológica e, (iii) as incertezas quanto às projeções de mercado das distribuidoras devido a campanhas de eficiência energética e aumentos extraordinários de tarifas, a Companhia constituiu a Reserva Estatutária – reforço de capital de giro.</p>	<p>Concedente, ao final do prazo de concessão das distribuidoras controladas pela CPFL Energia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros.</p> <p>Em 2014, amparada na Lei nº 6.404/1976, e considerando (i) o atual cenário econômico adverso, (ii) a falta de previsibilidade da situação hidrológica e, (iii) as incertezas quanto às projeções de mercado das distribuidoras devido a campanhas de eficiência energética e aumentos extraordinários de tarifas, a Companhia constituiu a Reserva Estatutária – reforço de capital de giro.</p>
<b>a.i) Valores das Retenções de Lucros</b>	<p>Reserva estatutária – ajustes do ativo financeiro da concessão: R\$ 117.477.689,34, saldo final de R\$ 702.927.844,39.</p> <p>Reserva estatutária – reforço de capital de giro: R\$ 545.505.393,58.</p> <p>Reserva legal: R\$45.044.237,53.</p>	<p>Reserva estatutária – ajustes do ativo financeiro da concessão: R\$255.013.350,68, saldo final de R\$ 585.450.155,05.</p> <p>Reserva estatutária – reforço de capital de giro: R\$392.972.219,68;</p> <p>Reserva legal: R\$43.247.018,21.</p>	<p>Reversão da retenção de lucros para investimentos constituída em 2013: R\$ 108.987.000,00;</p> <p>Reserva estatutária – ajustes do ativo financeiro da concessão: R\$ 65.400.306,35, saldo final de R\$ 330.436.804,37;</p> <p>Reserva estatutária – reforço de capital de giro: R\$ 554.887.598,45;</p> <p>Reserva legal: R\$47.458.845,38.</p>
<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>Conforme já descrito acima, em 2015 e 2014, a companhia constituiu reserva de retenção para reforço do capital de giro no montante de R\$ 392.972.219,68 e R\$ 554.887.598,45, respectivamente, que foram totalmente capitalizadas, por meio da emissão de 30.739.955 ações e 24.900.531 ações, respectivamente, conforme aprovação nas AGEs de 29 de abril de 2015 e 29 de abril de 2016, respectivamente.</p> <p>Em 2016, a companhia constituiu reserva de retenção para reforço de capital de giro no montante de R\$ 545.505.393,58.</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</p>		



### 3.4 - Política de destinação dos resultados

	<p>adicionais propostos serão mantidos no patrimônio líquido, em conta denominada "Dividendo", em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das referidas demonstrações financeiras.</p>
<p><b>c) Periodicidade das distribuições de dividendos</b></p>	<p>O Estatuto Social da Companhia estabelece que o dividendo obrigatório poderá ser pago antecipadamente, no curso do exercício e até a Assembleia Geral Ordinária que deliberar sobre o respectivo montante. O valor do dividendo antecipado será compensado com o do dividendo obrigatório do exercício. A Assembleia Geral determinará o pagamento do saldo do dividendo obrigatório, se houver, bem como a reversão àquela reserva do valor pago antecipadamente.</p> <p>Ressaltamos que cabe ao nosso Conselho de Administração a prerrogativa de declarar dividendos intermediários à conta de lucros apurados no balanço semestral ou, observadas as disposições legais, apurado em períodos menores que o semestre, ou, ainda, à conta de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. O Conselho de Administração poderá, também, declarar juros sobre o capital próprio e imputá-los ao pagamento do dividendo mínimo obrigatório.</p> <p>Os dividendos, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral, devem ser pagos no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, contado a partir da data da deliberação de sua distribuição e, em qualquer caso, dentro do exercício social.</p>
<p><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>	<p>A Companhia e suas controladas estão sujeitas a restrições de distribuição de dividendos em função de alguns empréstimos, mais especificamente empréstimos obtidos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social - BNDES. Existem três situações que merecem destaque: (i) regra geral; (ii) controladas em conjunto pela CPFL Geração e (iii) 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> <p>No caso da controlada e dos empreendimentos controlados em conjunto pela CPFL Geração, os empréstimos captados junto ao BNDES pela controlada CERAN e pelos empreendimentos controlados em conjunto ENERCAN, BAESA e Chapecoense determinam restrições ao pagamento de dividendos a seus acionistas acima de parâmetros pré-estabelecidos sem a prévia anuência destas instituições.</p> <p>Para o empréstimo do empreendimento controlado em conjunto pela CPFL Geração, EPASA, junto ao BNDES – modalidade FINEM – há cláusula restritiva quanto ao índice de cobertura do serviço da dívida em 1,1 vezes. Em caso de descumprimento, fica proibida a distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório até que o índice seja restabelecido.</p>

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

(Reais)	Exercício social 31/12/2016	Exercício social 31/12/2015	Exercício social 31/12/2014
Lucro líquido ajustado	929.807.320,45	896.655.925,09	980.954.435,30
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)	23,852038	22,909940	43,039174
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)	8,474744	8,640331	9,432929
Dividendo distribuído total	221.778.000,00	205.423.336,52	422.194.685,12
Lucro líquido retido	708.027.320,45	691.232.588,57	667.746.750,18
Data da aprovação da retenção	28/04/2017	29/04/2016	29/04/2015

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
<b>Dividendo Obrigatório</b>						
Ordinária	213.960.128,27	20/01/2017	205.423.336,52	01/07/2016	245.238.608,83	01/10/2014
<b>Outros</b>						
Ordinária	7.817.871,73	20/01/2017			176.956.076,29	01/10/2014

**3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas**

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

	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
De resultado de exercícios anteriores retidos	- 0 -	- 0 -	- 0 -
De reservas constituídas:			
Realização de resultado abrangente	25.778.276,43	26.118.958,96	26.055.341,89
Reversão de retenção de lucros para investimento	- 0 -	- 0 -	108.987.000,00
Capitalização de retenção de lucros para reforço de capital de giro	- 0 -	392.972.219,68	554.887.598,45
Realização de reserva de capital para aumento de capital em controladas	- 0 -	- 0 -	- 0 -

**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>	31.798.324.000,00	Índice de Endividamento	3,06558775	

**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		741.825.466,49	1.373.798.088,70	1.090.959.587,49	2.064.086.652,73	5.270.669.795,41
Financiamento	Quirografárias		69.120.036,01	104.448.095,26	78.223.397,59	140.382.390,45	392.173.919,31
Empréstimo	Quirografárias		907.054.755,94	5.384.357.544,02	806.964.274,56	0,00	7.098.376.574,52
Títulos de dívida	Quirografárias		1.572.084.850,38	4.437.093.398,59	2.121.826.248,81	-34.988.719,51	8.096.015.778,27
<b>Total</b>			<b>3.422.922.997,85</b>	<b>11.649.272.344,51</b>	<b>4.411.548.726,41</b>	<b>2.560.243.586,63</b>	<b>22.043.987.655,40</b>

**Observação**

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

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

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

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

### 3.9 - Outras informações relevantes

<b>3.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.</b>
---

#### **Item 3.1 – Reapresentação de valores**

Os valores Receita Líquida e de Resultado Bruto de 2015 e 2014 foram reapresentados, contemplando os efeitos divulgados na nota 2.8 das Demonstrações Financeiras consolidadas e auditadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016.

Os valores de Ativo Total e de Patrimônio Líquido de 2014 foram reapresentados, contemplando os efeitos divulgados na nota 13.4 das Demonstrações Financeiras consolidadas e auditadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

Os valores de Resultado Básico por Ação e de Resultado Diluído por Ação de 2015 e 2014 foram reapresentados considerando os eventos ocorridos em 29 de abril de 2016 e em 29 de abril de 2015, relacionado ao aumento de capital mediante emissão de 24.900.531 ações e 30.739.955 ações, respectivamente, para efeitos comparativos.

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

### 4. Fatores de risco

#### 4.1 Descrever fatores de risco que possam influenciar a decisão de investimento, em especial, aqueles relacionados:

##### a. ao emissor;

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

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

##### 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 Ltda., ou State Grid Brazil, concluiu a aquisição de ações ordinárias representativas de 54,64% de nosso capital com direito a voto, por meio da qual adquiriu o poder de controle da nossa Companhia. 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 poderá tomar medidas que podem ser contrárias aos interesses de V.Sa., podendo impedir outros acionistas, inclusive V.Sa., de bloquear essas medidas. Em particular, o nosso acionista controlador controla as decisões das nossas assembleias e pode eleger a maioria dos membros do nosso Conselho de Administração. Nosso acionista controlador pode dirigir nossas ações em áreas como estratégia de negócios, financeira, distribuição, aquisição e alienação de ativos ou negócios. As decisões do nosso acionista controlador quanto a estes assuntos podem divergir das expectativas ou preferências dos nossos acionistas não controladores, inclusive detentores de nossas ADSs. Para mais informações sobre a aquisição da State Grid Brazil e suas intenções anunciadas relativas a participações em nossa Companhia, vide item 15.7 "Alienação de controle societário da CPFL Energia".

##### c. a seus acionistas e detentores de ADSs;

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

O valor de mercado dos valores mobiliários das emissoras brasileiras é afetado pela economia e condições de mercado de outros países, inclusive dos Estados Unidos, da União Europeia, e de países de economia emergente. A crise financeira global que começou em 2008 levou a consequências significativas, incluindo volatilidade do mercado de ações e de crédito, indisponibilidade de crédito, altas taxas de juros, desaceleração da economia de uma forma geral, taxas de câmbio voláteis e pressões inflacionárias. Embora os Estados Unidos tenham apresentado crescimento do PIB de 1,6% em 2016, a recuperação mundial dessa crise tem sido mais lenta do que o esperado nos últimos anos, com resultados das maiores economias emergentes da China, Brasil e Índia mais baixos do que os esperados. A União Europeia também continua a apresentar baixo crescimento do PIB. Ainda que as condições econômicas em outros países variem significativamente em relação às condições

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

econômicas no Brasil, a reação do investidor frente ao desenvolvimento desses países pode ter um efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários das emissoras brasileiras. As crises nos Estados Unidos, na União Europeia, na China ou nos países de economia emergente podem reduzir o interesse do investidor em valores mobiliários emitidos no Brasil, inclusive em relação aos nossos. Isto poderia afetar adversamente o preço de negociação das ADSs ou das nossas ações ordinárias, bem como dificultar ainda mais o nosso acesso ao mercado de capitais e o financiamento das nossas operações no futuro, em termos aceitáveis ou de qualquer modo.

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

Os detentores das nossas ADSs não têm os mesmos direitos de voto que os detentores das nossas ações ordinárias. Nos termos da Instrução CVM 559/2015 e conforme previsto nos contratos de depósito das ADSs, os detentores das ADSs não votam nas assembleias gerais de acionistas diretamente ou por procurador, mas podem transmitir instruções ao depositário para votação do número de ações ordinárias representativas de suas ADSs. Caso tal instrução não seja emitida, o depositário exercerá os direitos de voto relacionados a essas ações no melhor interesse dos detentores das ADSs. O depositário notificará os referidos detentores sobre a realização das Assembleias Gerais de acionistas e lhes providenciará a entrega de nossos materiais de voto, mediante solicitação. Os materiais descreverão as matérias a serem votadas e explicarão como os detentores de ADSs podem instruir o depositário a exercer o seu direito de voto. Para que as instruções tenham validade, elas deverão ser recebidas pelo depositário até a data a ser estipulada pelo depositário.

Não se pode garantir que os detentores de ADSs receberão os materiais de voto ou tomarão conhecimento de assembleia geral a ser realizada em tempo hábil, para que possam transmitir instruções ao depositário para votar. Ademais, o depositário e seus agentes não responderão pelo não cumprimento de instruções de voto ou pelo modo de cumprimento dessas instruções. Isso significa que os detentores de ADSs podem não ser capazes de exercer seu direito de voto, e que pode não haver nada que eles possam fazer se suas ações não forem votadas conforme sua solicitação.

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

Na qualidade de detentor de ADSs, V.Sa. se beneficia do registro eletrônico feito pelo custodiante no Sistema de Informações do Banco Central do Brasil, ou SISBACEN, para as nossas ações ordinárias subjacentes às ADSs no Brasil e que permite ao custodiante remeter recursos ao exterior relacionados a dividendos e demais distribuições referentes às ações ordinárias.

Caso V.Sa. decida não mais investir nas ADSs, mas investir diretamente em nossas ações ordinárias, o seu registro no SISBACEN deverá ser atualizado, inclusive mediante a realização de operações simultâneas de câmbio (sem a efetiva remessa de numerário) a fim de novamente permitir o recebimento de recursos ao exterior relacionados às distribuições relativas às ações ordinárias e/ou mesmo à alienação de tais ações ordinárias. Antes de realizar essas operações de câmbio e atualizar o registro no SISBACEN, V.Sa. não poderá receber no exterior quaisquer recursos relacionados às ações ordinárias. Eventual ganho de capital na alienação de ações ordinárias pode ficar sujeito a regime fiscal menos favorável em relação aos ADSs.

Para efetivar a atualização do registro no SISBACEN acima descrito, bem como realizar as operações de câmbio simultâneas, V.Sa. poderá incorrer em despesas ou sofrer atrasos no processo de atualização, o que poderia atrasar o recebimento, por V.Sa., de dividendos ou distribuições relativas às nossas ações ordinárias ou o retorno do seu capital em tempo hábil.

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

Poderemos não ser capazes de oferecer nossas ações ordinárias a detentores norte-americanos de ADSs, de acordo com direitos de preferência conferidos a detentores de nossas ações ordinárias com



## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

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

Investir em valores mobiliários negociados em mercados emergentes, como o Brasil, envolve normalmente um risco maior do que investir em valores mobiliários emitidos nos Estados Unidos. Geralmente, em sua natureza, tais investimentos são considerados mais especulativos. O mercado brasileiro de valores mobiliários é substancialmente menor, tem menos liquidez, maior concentração e pode ser mais volátil do que os principais mercados de valores mobiliários nos Estados Unidos. Consequentemente, embora V.Sa. tenha o direito de resgate, a qualquer tempo, no que se refere às ações ordinárias que lastreiam as ADSs do depositário, a sua capacidade de vender as ações ordinárias que lastreiam as ADSs por um preço e no tempo em que desejar fazê-lo pode ser bastante limitada. Há também uma concentração significativamente maior no mercado de valores mobiliários brasileiro do que nos principais mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos. Em 31 de dezembro de 2016, as dez maiores empresas em capitalização no mercado representaram 54,9% da capitalização total do mercado da BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias & Futuros ou BM&FBOVESPA. As dez melhores ações, em termos de volume de negociações, representaram 42,8%, 39,3% e 46,3% de todas as ações negociadas na BM&FBOVESPA, em 2016, 2015 e 2014, respectivamente.

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

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

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

Nossos contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo que admite três tipos de reajustes tarifários: (i) reajuste tarifário anual, ou RTA; (ii) revisão tarifária periódica, ou RTP e (iii) revisão tarifária extraordinária, ou RTE. Temos o direito de requerer, a cada ano, o reajuste anual, que é destinado a compensar certos efeitos da inflação sobre as tarifas e repassar aos consumidores certas alterações da nossa estrutura de custos que estão fora do nosso controle, tais como o custo da energia elétrica que compramos e certos encargos regulatórios, incluindo encargos do uso da rede de transmissão e distribuição. Ademais, a ANEEL costuma realizar a revisão tarifária periódica a cada quatro ou cinco anos (nos termos de cada contrato de concessão). Essa revisão periódica tem por objetivo compartilhar quaisquer ganhos correlatos com nossos consumidores e incentivar as concessionárias a atingirem melhores níveis de eficiência. Dessa forma, ela visa identificar a variação dos nossos custos, bem como determinar um fator de redução baseado em nossa eficiência operacional que será aplicado em comparação com o índice dos nossos reajustes tarifários anuais correntes. As revisões extraordinárias das nossas tarifas podem ser realizadas a qualquer tempo, ou podem ser por nós pleiteadas. As revisões extraordinárias podem tanto afetar

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

negativamente os nossos resultados operacionais ou posição financeira, quanto compensar custos imprevisíveis (tais como tributos que afetem significativamente a nossa estrutura de custo). Adicionalmente, a ANEEL atualmente revisa as metodologias aplicáveis ao setor elétrico de tempos em tempos, item por item, metodologias essas outrora revisadas em ciclos, tal como ocorrido em 2008-2010 e 2010-2014. Não podemos prever se a ANEEL estabelecerá tarifas que nos beneficiem.

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

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

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

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

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

As concessões de distribuição detidas pelas nossas subsidiárias CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista foram outorgadas originalmente em 1999, para um período de 16 anos, tendo esse período sido recentemente prorrogado até julho de 2045. As referidas prorrogações foram concedidas já sob as novas leis e regulamentações que tratam das concessões de distribuição, estando sujeitas, portanto, às novas metas e aos novos padrões estabelecidos pelas autoridades brasileiras. Ainda não há precedente que nos permita avaliar como as autoridades brasileiras agirão sob essas novas leis e regulamentações, que incluem certas variáveis que estão fora do nosso controle e que podem afetar a nossa capacidade de atingir integralmente essas metas. Caso nós não consigamos alcançar essas metas, as nossas concessões de distribuição e, portanto, as nossas receitas poderiam ser afetadas de forma relevante.

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

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

***As atividades de comercialização estão sujeitas a perdas potenciais devido a variações de curto prazo nos preços de energia no mercado spot. Outrossim, 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 os nossos contratos de venda.***

Em 2 de agosto de 2012, o Ministério de Minas e Energia - MME promulgou a Portaria nº 455, que proibiu o ajuste do volume de energia *ex post* a partir de 1º de junho de 2014, e que passou a exigir das partes que atuam no Mercado Livre (que não sejam Distribuidores) o registro *ex ante*, junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE, do volume de consumo esperado, exceto nos casos em que as partes tiverem especificado que o contrato em questão está vinculado ao volume de consumo efetivo. Entretanto, a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia, ou ABRACEEL, obteve uma liminar impedindo a implementação da norma que exige o registro prévio do volume de energia nos termos da Portaria nº 455/2012. Como consequência, a aplicação da Portaria nº 455/2012 foi suspensa para todos os participantes da CCEE (Geradores, Operadores e Consumidores Livres), uma vez que ela não pode ser aplicada a apenas um grupo específico de participantes. Nos termos deste sistema, se a liminar for suspensa, caso as nossas projeções de volume de energia estejam incorretas de forma que compremos mais ou menos energia do que necessário no Mercado Livre, nós não seremos capazes de ajustar a nossa exposição com relação ao volume de energia adquirido.

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

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

- incapacidade de obter alvarás e aprovações governamentais necessários;
- indisponibilidade de equipamentos;
- interrupções de fornecimento;
- greves;
- paralisações trabalhistas;

#### 4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

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

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

Planejamos investir aproximadamente R\$ 1.011 milhões em nossas atividades de Geração (R\$954 milhões em atividades de Geração Renovável e R\$ 57 milhões em atividades de geração convencional), R\$ 9.222 milhões em nossas atividades de Distribuição, R\$ 157 milhões em nossas atividades de comercialização e serviços, e R\$ 48 milhões em nossas atividades de transmissão durante o período de 2017 a 2021.

Particularmente nos anos de 2017 e 2018, pretendemos realizar investimentos de aproximadamente R\$2.722 milhões em 2017 e R\$2.033 milhões em 2018, dos quais esperamos investir R\$3.772 milhões em nossas atividades de Distribuição, R\$846 milhões em nossas atividades de Geração Renovável, R\$28 milhões em nossas atividades de Geração Convencional; e R\$109 milhões em nossas atividades de comercialização e serviços. Já assumimos contratualmente compromissos em relação a parte desses investimentos, especialmente em projetos de geração. Vide item 10.1 "- Liquidez e Recursos de Capital – Requisitos de Financiamento e Compromissos Contratuais".

Nossa capacidade de concluir o programa de investimento acima previsto depende de uma série de fatores, inclusive da nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas pelos nossos serviços, nosso acesso aos mercados de capitais nacionais e internacionais e uma variedade de contingências operacionais e regulatórias, dentre outras. Não há certeza de que disporemos de recursos financeiros para concluir nosso programa de investimento proposto, sendo que a impossibilidade de o fazer poderá afetar de 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 de distribuição de energia elétrica. Além disso, nossas distribuidoras, transmissoras e geradoras poderão ser responsabilizadas por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios nos sistemas de geração, transmissão ou distribuição, sempre que essas interrupções ou distúrbios não forem atribuíveis a um integrante identificado do ONS. Até que todos os responsáveis finais sejam identificados, a responsabilidade por tais perdas e danos será alocada entre os agentes, na seguinte proporção: (i) 35,7% para os Distribuidores; (ii) 28,6% para as Transmissoras; e (iii) 35,7% para as Geradoras. Tal proporção é estabelecida de acordo com o número de votos que cada concessionária tem nas assembleias gerais do ONS e, portanto, pode ser futuramente alterada. Não podemos assegurar que as nossas apólices de seguro cobrirão integralmente as perdas e danos resultantes da prestação inadequada de serviços de energia, o que poderá nos causar um efeito adverso.

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

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

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

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

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

Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos um endividamento total de R\$ 22.044 milhões. O nosso grau de endividamento aumenta a possibilidade de não termos caixa suficiente para pagar pontualmente o principal, juros e outros encargos relacionados ao nosso endividamento. Adicionalmente, poderemos incorrer em endividamentos adicionais, periodicamente, para financiar aquisições, investimentos, *joint ventures* ou para outros propósitos, sujeitos às restrições aplicáveis aos nossos financiamentos atuais, tal como quando adquirimos a RGE Sul, em transação concluída em outubro de 2016. Caso incorramos em endividamentos adicionais, os riscos relacionados ao nosso endividamento podem aumentar.

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

### **e. a seus fornecedores;**

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

### **f. a seus clientes;**

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

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



## 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 75% 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 25% restantes do nosso endividamento total estavam denominados em moeda estrangeira, principalmente dólares norte-americanos (comparados a aproximadamente 32,0%, em 31 de dezembro de 2015 e 18% em 31 de dezembro de 2014), embora, em grande parte, vinculados a *swaps* cambiais que os convertiam em reais. Adicionalmente, compramos energia da usina Hidrelétrica de Itaipu, que é uma das nossas principais fornecedoras, cujo custo está atrelado à variação cambial do dólar norte-americano. Anualmente, no momento do reajuste tarifário, as nossas tarifas são reajustadas para contemplar os ganhos ou perdas dessas compras da usina Hidrelétrica de Itaipu. Desse modo, quando o real valoriza em relação ao dólar norte-americano, como ocorreu em 2016, as nossas despesas financeiras diminuem.

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

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

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

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

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

Atualmente, o mercado brasileiro está vivenciando uma crescente volatilidade, causada por incertezas decorrentes das mudanças no cenário político e da Operação Lava Jato conduzida pelo Ministério Público e seus impactos nos cenários político e econômico do País. 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.

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

Durante as últimas décadas, o real sofreu variações frequentes e substanciais em relação ao dólar norte-americano e a outras moedas estrangeiras. A taxa de câmbio do real em relação ao dólar norte-americano foi de R\$ 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 abril 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 da Hidrelétrica de Itaipu, uma usina hidrelétrica que é uma das nossas principais fornecedoras e que corrige os preços de energia elétrica parcialmente com base em custos atrelados ao dólar norte-americano. A depreciação do real em relação ao dólar norte-americano pode criar pressões inflacionárias no Brasil e provocar o aumento da taxa de juros, o que pode afetar negativamente o crescimento da economia brasileira como um todo e afetar nossa condição financeira e resultados operacionais, como também inibir o acesso aos mercados de capitais internacionais e levar o governo a intervir, inclusive com políticas governamentais de recessão. A depreciação do real em relação ao dólar norte-americano pode também levar à diminuição do consumo, pressões deflacionárias e reduzir o crescimento da economia como um todo. Por outro lado, a apreciação do real em relação ao dólar norte-americano e a outras moedas estrangeiras poderá conduzir à desvalorização de contas correntes brasileiras no exterior, bem como diminuir o crescimento impulsionado pelas exportações. Dependendo das circunstâncias, tanto a depreciação como a apreciação do real podem substancialmente e adversamente afetar o crescimento da economia brasileira e do nosso negócio, das nossas condições financeiras e dos nossos resultados operacionais.

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

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

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

O Brasil conviveu no passado com taxas de inflação extremamente elevadas e, por este motivo, adotou políticas monetárias que resultaram em uma das maiores taxas de juros reais do mundo. Entre 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 do nosso negócio, o que fundamentalmente afeta a nossa performance financeira.***

Nosso negócio está sujeito a extensa regulação de várias autoridades regulatórias brasileiras, particularmente da ANEEL. A ANEEL regula e supervisiona vários aspectos do nosso negócio e



## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

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

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 das nossas concessões e autorizações.***

Conduzimos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição nos termos de contratos de concessão firmados com o governo brasileiro. O alcance da duração das nossas concessões é de 20 a 35 anos. A Constituição Federal da República Federativa do Brasil requer que todas as concessões relativas a serviços públicos sejam outorgadas por meio de leilão. Com base em leis e regulamentos específicos do setor de energia elétrica, o governo brasileiro pode renovar as atuais concessões por um período adicional de até 20 ou 30 anos, dependendo da natureza da concessão, sem leilão, desde que a concessionária tenha alcançado determinados padrões mínimos financeiros, de desempenho, dentre outros, bem como que a proposta seja, por outro lado, aceitável para o governo brasileiro. O governo brasileiro possui considerável discricionariedade, nos termos da Lei nº 8.987/95, 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, bem como dos contratos de concessão, com relação à renovação das concessões. Ressaltamos, ainda, que podemos estar sujeitos a novas regulamentações emitidas pelo governo brasileiro, que poderiam afetar retroativamente as normas sobre renovações de concessões e autorizações.

### ***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.***

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

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 nos nossos negócios e nos resultados de nossas operações.

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

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

### **i. aos países estrangeiros onde o emissor atue.**

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

### **j. a questões socioambientais.**

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

Somos dependentes das condições hidrológicas existentes no Brasil. Em 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.

No segmento de Distribuição, a geração termoelétrica poderá gerar diversos custos adicionais de aquisição de energia quando o ONS despacha Usinas Termelétricas por ordem de mérito, e custos extraordinários, como componentes do Encargo de Serviço do Sistema, o ESS, relacionados à segurança energética, ou ESS-SE, quando essas usinas são despachadas fora da ordem de mérito.

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

Esses custos adicionais poderão ser repassados pelas distribuidoras aos consumidores por meio de aumentos na tarifa nos ajustes anuais futuros ou revisões periódicas, nos termos da legislação aplicável. Contudo, poderá haver uma incompatibilidade de fluxo de caixa no período intermediário, uma vez que as distribuidoras terão que arcar com estes custos imediatamente, enquanto as tarifas somente serão reajustadas mais tarde.

Em janeiro de 2015, o setor elétrico começou a implementar um mecanismo de "bandeiras tarifárias" mensais, em que as faturas dos consumidores podem estar sujeitas a acréscimos tarifários mensais, quando os custos de fornecimento atingirem certos níveis, permitindo que os consumidores adaptem seu uso para os custos de energia atuais. As receitas cobradas sob o sistema das bandeiras tarifárias são reembolsadas às companhias distribuidoras com base no seu custo de energia relativo ao período. Devido às condições hidrológicas desfavoráveis observadas de 2013 a 2015, bandeiras tarifárias vermelhas foram aplicadas durante o ano de 2015, desde a introdução deste sistema, em janeiro de 2015. Em 2016, devido a uma melhora nas condições hidrológicas, bandeiras tarifárias verdes foram aplicadas na maioria dos meses do ano. Embora esse mecanismo reduza, em parte, o descompasso de fluxo de caixa, pode ser insuficiente para cobrir os custos de fornecimento de energia termelétrica, sendo que as distribuidoras podem, ainda, correr risco de descasamento de fluxo de caixa de curto prazo.

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

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

## 4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

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

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

**Risco de Mercado de Energia:** Os negócios de distribuição, geração e comercialização de energia nos ambientes regulado e livre estão sujeitos ao risco de mercado associado a comercialização de energia. As particularidades deste risco para cada negócio são detalhadas a seguir:

- **Risco de sub/sobrecontratação das distribuidoras:** As distribuidoras podem sofrer perdas no repasse dos custos com aquisição de energia quando: (1) o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada por seus clientes. Neste cenário, a energia contratada acima dos 105% é vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") ao valor do preço de curto prazo ("PLD") e em cenário de PLD inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão ou; (2) o volume de energia contratada for inferior a 100% da energia demandada. Neste cenário, além de as distribuidoras ficarem obrigadas a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuírem garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, a distribuidora fica exposta a penalidades por insuficiência de lastro contratual.

O percentual de contratação das distribuidoras CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz e RGE Sul em 2016 foi, respectivamente, de 107,4%, 106,5% e 108,0% (2,4%, 1,5% e 3% acima do limite regulatório), gerando uma provisão de perdas no repasse da sobrecontratação de R\$ 12,5 milhões, R\$ 0,7 milhões e R\$14,5 milhões lançadas em resultado. Essas perdas decorrem das migrações de clientes livres (para a Piratininga, que não possui energia existente em seu portfólio para gerenciar este tipo de migração) e especiais para o mercado livre. As demais distribuidoras não tiveram efeito por estarem dentro do limite regulatório.

- **Risco de mercado das geradoras:** A energia vendida pelo negócio de geração é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. A condição energética do Sistema Interligado Nacional ("SIN") e o regime de chuvas podem afetar a geração das usinas hidrelétricas que pertencem ao Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE"). A razão entre a geração e a garantia física total de todas usinas do MRE caracteriza o fator do MRE. Este fator, aplicado à garantia física de nossas usinas, pode gerar exposições de energia sujeitas a variações no preço de curto prazo ("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\$ 86 milhões (líquido de IR/CS) nas demonstrações consolidadas do Grupo.

- **Risco de mercado das comercializadoras:** Esse risco decorre da possibilidade das comercializadoras incorrerem em perdas em exposições de energia sujeitas a variações nos preços de curto e longo prazos.

**Risco de crédito:** O risco surge da possibilidade das controladas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. O risco de inadimplência que gera a Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa ("PCLD") impactou a Receita Operacional Líquida da Companhia no exercício de 2016 em 0,9% (R\$ 176,3 milhões), efeito total do impacto no resultado 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

## 4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

financeiras relativas a empréstimos, financiamentos, debêntures e ativos e passivos financeiros setoriais. Em 2016, a exposição líquida da Companhia era passiva em R\$ 8.809 milhões indexados à CDI, R\$ 4.559 milhões à TJLP, R\$ 67 milhões ao IGP-M, R\$ 1.115 milhões a SELIC 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. Adicionalmente as controladas estão expostas em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica da hidrelétrica de Itaipu. Em 2016, a exposição líquida da Companhia era ativa de R\$ 134 milhões sob risco de baixa do dólar e R\$ 4 milhões sob risco de baixa do euro. 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 Companhia fechou a apuração do *covenant* em 3,21x, permanecendo dentro do limite estabelecido.

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

### Revisão Tarifária Periódica (RTP)

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

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

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

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

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

## 4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

### Reajuste tarifário anual (RTA)

Em 11 de abril de 2017, por meio da Resolução Homologatória nº 2.218, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **RGE Sul** em -0,20%, sendo 2,95% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e -3,15% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -6,43% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 2,32% e da Parcela B (Custos Operacionais, Remuneração e Depreciação) de 0,63%. O cálculo levou em consideração o Reajuste Tarifário Anual, ocorrido em 12 de abril de 2016. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de abril de 2017.

Em 04 de abril de 2017, por meio da Resolução Homologatória nº 2.217, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Paulista** em -0,80%, sendo 2,13% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e -2,93% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -10,50% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 1,37% e da Parcela B (Custos Operacionais, Remuneração e Depreciação) de 0,76%. O cálculo levou em consideração o Reajuste Tarifário Anual, ocorrido em 05 de abril de 2016. As novas tarifas entraram em vigor em 08 de abril de 2017.

Em 21 de março de 2017, por meio da Resolução Homologatória nº 2.209, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Sul Paulista** em 1,64%, sendo 0,98% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 0,66% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -4,15% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 0,44% e da Parcela B (Custos Operacionais, Remuneração e Depreciação) de 0,53%. O cálculo levou em consideração o Revisão Tarifária Periódica, ocorrido em 22 de março de 2016. As novas tarifas entraram em vigor em 22 de março de 2017.

Em 21 de março de 2017, por meio da Resolução Homologatória nº 2,210, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Leste Paulista** em 0,76%, sendo 3,18% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e -2,42% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -3,28% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 1,26% e da Parcela B (Custos Operacionais, Remuneração e Depreciação) de 1,92%. O cálculo levou em consideração o Revisão Tarifária Periódica, ocorrido em 22 de março de 2016. As novas tarifas entraram em vigor em 22 de março de 2017.

Em 21 de março de 2017, por meio da Resolução Homologatória nº 2.211, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Santa Cruz** em -1,28%, sendo 1,37% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e -2,65% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -10,37% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 0,88% e da Parcela B (Custos Operacionais, Remuneração e Depreciação) de 0,48%. O cálculo levou em consideração o Revisão Tarifária Periódica, ocorrido em 22 de março de 2016. As novas tarifas entraram em vigor em 22 de março de 2017.

Em 21 de março de 2017, por meio da Resolução Homologatória nº 2.212, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Mococa** em 1,65%, sendo 3,45% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e -1,80% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -2,56% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 2,78% e da Parcela B (Custos Operacionais, Remuneração e Depreciação) de 0,67%. O cálculo levou em consideração o Revisão Tarifária Periódica, ocorrido em 22 de março de 2016. As novas tarifas entraram em vigor em 22 de março de 2017.

## 4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

Em 21 de março de 2017, por meio da Resolução Homologatória nº 2.213, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Jaguari** em 2,05%, sendo 3,88% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e -1,83% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -8,42% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 3,26% e da Parcela B (Custos Operacionais, Remuneração e Depreciação) de 0,62%. O cálculo levou em consideração o Revisão Tarifária Periódica, ocorrido em 22 de março de 2016. As novas tarifas entraram em vigor em 22 de março de 2017.

Em 14 de junho de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.082, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **RGE** em -1,48%, sendo -0,67% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e -0,81% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -7,51% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de -2,98% e da Parcela B (Custos Operacionais, Remuneração e Depreciação) de 2,31%. O cálculo levou em consideração o Reajuste Tarifário Anual, ocorrido em 16 de junho de 2015. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2016.

Em 18 de outubro de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.157, a ANEEL reajustou as tarifas de energia elétrica da **CPFL Piratininga** em -12,54%, sendo -5,35% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e -7,19% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -24,21% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de -7,02% e da Parcela B (Custos Operacionais, Remuneração e Depreciação) de 1,67%. O cálculo levou em consideração o Reajuste Tarifário Anual, ocorrido em 20 de outubro de 2015. As novas tarifas entraram em vigor em 23 de outubro de 2016.

O quadro abaixo demonstra o resultado dos reajustes acima citados:

	RGE Sul	CPFL Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Leste Paulista	CPFL Santa Cruz	CPFL Mococa	CPFL Jaguari
Resolução Homologatória	2.218	2.217	2.209	2.210	2.211	2.212	2.213
<b>Reajuste</b>	<b>-0,20%</b>	<b>-0,80%</b>	<b>1,64%</b>	<b>0,76%</b>	<b>-1,28%</b>	<b>1,65%</b>	<b>2,05%</b>
Parcela A	2,32%	1,37%	0,44%	1,26%	0,88%	2,78%	3,26%
Parcela B	0,63%	0,76%	0,53%	1,92%	0,48%	0,67%	0,62%
Componentes Financeiros	-3,15%	-2,93%	0,66%	-2,42%	-2,65%	-1,80%	-1,83%
<b>Efeito para o consumidor</b>	<b>-6,43%</b>	<b>-10,50%</b>	<b>-4,15%</b>	<b>-3,28%</b>	<b>-10,37%</b>	<b>-2,56%</b>	<b>-8,42%</b>
Data de entrada em vigor	19/04/2017	05/04/2017	22/03/2017	22/03/2017	22/03/2017	22/03/2017	22/03/2017

### Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)

Não ocorreram revisões extraordinárias no ano de 2016.



### 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.

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

##### Plano de pensão – CPFL Paulista

A CPFL Paulista está envolvida em um processo fiscal que contesta a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável da Receita Federal, a CPFL Paulista deduziu tais despesas para os fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Realizamos depósitos judiciais no valor de R\$360 milhões em 2007 e R\$54 milhões em 2011 (ajustado monetariamente para R\$ 746 milhões em 31 de dezembro de 2015) de forma a prevenir qualquer penhora de bens pela Receita Federal, permitindo a CPFL Paulista apelar. Em janeiro de 2016, a CPFL Paulista obteve decisões judiciais que autorizaram a substituição dos depósitos judiciais por garantias financeiras (carta de garantia e garantia de execução), em razão das quais as retiradas em nome da CPFL Paulista ocorreram em 2016. Em fevereiro de 2017, seguindo uma determinação judicial, depositamos judicialmente R\$206 milhões, relacionado à atualização monetária do depósito original. Este processo fiscal também levou a diversos outros processos, os quais totalizam R\$1.130.910 e permanecem aguardando decisão das instâncias judiciais superiores (acreditamos que a chance de perda é possível), e os principais estão destacados abaixo:

Execução Fiscal nº 0014813-89.2004.4.03.6105 (2004.61.05.014813-3) – IRPJ	
a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	3ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	19/11/2004
d) Partes no processo	Fazenda Nacional x CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 503.815
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Realizamos depósito judicial no valor de R\$ 360 milhões em 2007 (R\$ 667 milhões atualizados para 31 de dezembro de 2015), o qual permitiu à controlada prosseguir com a ação sem correr o risco de ter qualquer ativo penhorado pelas autoridades fiscais. Em janeiro de 2016, a controlada obteve



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

	decisão judicial que autorizou a substituição do depósito judicial por garantia financeira (seguro garantia), permitindo a realização do levantamento do valor depositado em favor da controlada em 2016. Durante o trâmite do processo foi proferida sentença determinando a manutenção do débito, contra a qual a CPFL Paulista interpôs Apelação. O referido recurso teve seu provimento negado, em 12/01/2015. A CPFL Paulista ingressou com Recursos Especial e Extraordinário, sendo o 1º admitido e encaminhado ao Superior Tribunal de Justiça (STJ), para julgamento e o 2º inadmitido. Em função da inadmissão do Recurso Extraordinário, ingressamos com Agravo de Despacho Denegatório de Recurso Extraordinário no Supremo Tribunal Federal, o qual aguarda julgamento
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 503.815, que representa 2,6% de nossa Receita Líquida consolidada.

<b>Execução Fiscal nº 0014812-07.2004.4.03.6105 (2004.61.05.014812-1) – CSLL</b>	
a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	19/11/2004
d) Partes no processo	Fazenda Nacional x CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 197.204
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a controlada obteve fiança bancária. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a controlada CPFL Paulista interpôs Apelação. O Recurso foi parcialmente provido, apenas para determinar o sobrestamento dos presentes embargos até o julgamento definitivo do mandado de segurança nº 0005656-29.2003.4.03.6105 A Fazenda apresentou embargos infringentes, o qual aguarda julgamento.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 197.204, que representa 1,0% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

<b>Execução Fiscal nº 0000330-78.2009.4.03.6105 (2009.61.05.000330-0) – IRPJ, CSLL, PIS e COFINS</b>	
a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	08/01/2009
d) Partes no processo	Fazenda Nacional x CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 96.646
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional

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

	objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a controlada obteve fianças bancárias e ingressou com Embargos à Execução. O Embargo foi julgado improcedente. Assim, a CPFL Paulista apresentou Recurso de Apelação, o qual, atualmente, aguarda julgamento.
G) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 96.646, que representa 0,5% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

<b>Execução Fiscal nº 0004593-90.2008.4.03.6105 (2008.61.05.004593-3) – IRPJ, CSLL, PIS e COFINS</b>	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	05/05/2008
d) Partes no processo	Fazenda Nacional x CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 68.951
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Fazenda Nacional objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a controlada CPFL Paulista deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a controlada obteve fiança bancária, contudo em 2011, foi necessário ser substituída por depósito no valor de R\$ 54 milhões, evitando o risco de ter qualquer ativo penhorado pelas autoridades fiscais. Em janeiro de 2016, a controlada obteve decisão judicial que autorizou a substituição do depósito judicial por garantia financeira (carta de fiança), permitindo o levantamento do respectivo valor depositado em favor da controlada em 2016. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a controlada CPFL Paulista interpôs Apelação, o qual foi julgado improcedente Assim, a CPFL Paulista ingressou com Recursos Especial e Extraordinário, os quais aguardam julgamento.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Valor depositado em juízo e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 68.951 milhões, que representa 0,1% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

<b>Processo Fiscal nº 10830.720420/2007-71– IRPJ, CSLL, PIS e COFINS</b>	
a) Juízo	Delegacia da Receita Federal
b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	15/02/2008

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

d) Partes no processo	CPFL PAULISTA X RECEITA FEDERAL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 71.854
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Receita Federal do Brasil objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a Companhia deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Ocorre que a Receita Federal, por intermédio da Delegacia de Campinas, modificou o entendimento anteriormente emitido pelo Secretário de Receita Federal, não reconhecendo a novação e, conseqüentemente negando a sua dedutibilidade. Houve a fiscalização e lavratura de vários Autos de Infração contra a dedutibilidade tomada pela CPFL. No presente caso, foi lavrado Auto de Infração em virtude de suposta compensação de saldo negativo de IRPJ/99 com IRPJ (Set. a Out/03),CSLL (Out/03), COFINS (Nov/03), PIS (Nov/03). Atualmente, aguarda-se a formalização do acórdão que indeferiu o Recurso Especial apresentado pela CPFL Paulista, para iniciar a discussão na esfera judicial.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 71.854 que representa 0,4% da Receita Líquida, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

**Processo Fiscal nº 0005997-98.2016.4.03.6105 (10830.007956/2007-06, 10830.010220/2010-11,10830.720.004/2009-35,10830.720149/2007-74, 10830.720372/2007-11 e 10830.901327/2006-85.) – IRPJ**

a) Juízo	3ª Vara federal de Campinas/SP
b) Instância	1ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	28/03/2016
d) Partes no processo	CPFL PAULISTA X RECEITA FEDERAL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 167.432
f) Principais fatos	Ação de natureza fiscal ajuizada pela Receita Federal do Brasil objetivando contestar a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável recebida da Receita Federal, a Companhia deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Ocorre que a Receita Federal, por intermédio da Delegacia de Campinas, modificou o entendimento anteriormente emitido pelo Secretário de Receita Federal, não reconhecendo a novação e, conseqüentemente negando a sua dedutibilidade. Houve a fiscalização e lavratura de vários Autos de Infração contra a dedutibilidade tomada pela CPFL. Após discussão administrativa infrutífera, os autos de infração foram inscritos em dívida ativa e ajuizados. A Execução Fiscal em tela tem por objeto a cobrança de diversos supostos débitos. Atualmente, aguarda-se julgamento do Embargos à Execução apresentado pela CPFL Paulista.

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

g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 167.432, que representa 0,9% da Receita Líquida, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

- **Plano de Pensão: CPFL Piratininga**

<b>Processo Fiscal nº 0014567-73.2016.4.03.6105 (10830.001019/2007-39)</b>	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas/SP
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	12/08/2016
d) Partes no processo	CPFL Piratininga x Fazenda Nacional
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 207.660
f) Principais fatos	A controlada CPFL Piratininga recebeu uma autuação fiscal relacionada à dedutibilidade de despesas provenientes dos pagamentos previstos no acordo financeiro firmado para o equacionamento do déficit com o fundo de pensão da Fundação CESP. Foi indeferida a Impugnação apresentada pela empresa. Assim, a CPFL Piratininga ingressou com Recurso Voluntário, o qual foi indeferido. A Cia ingressou com Recurso Especial, o qual foi indeferido. Finalizada a discussão da esfera administrativa, a Companhia ingressou com Ação Anulatória, objetivando o cancelamento do débito e, paralelamente, a Fazenda ajuizou Execução Fiscal. Foi determinada a suspensão da Execução Fiscal, até que a Ação Anulatória apresentada pela CPFL seja julgada. Atualmente, aguarda-se decisão de 1ª instância.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Processo em esfera administrativa: em caso de perda, é passível de julgamento em esfera judicial. Em caso de perda em esfera judicial, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Piratininga no valor de R\$ 207.660, que representa 1,1% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

- **Processo fiscal IRPJ/CSLL – RGE**

<b>Processo Fiscal n.º 5012003-49.2012.404.7107 – IRPJ / CSLL</b>	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Caxias do Sul
b) Instância	1ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	16/08/2012
d) Partes no processo	RGE x União - Fazenda Nacional
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 498.477
f) Principais fatos	A Fazenda Nacional ajuizou ação de natureza fiscal em face da controlada RGE referente a supostos débitos fiscais, relativos a fatos geradores ocorridos no período de 1999 a 2003, decorrentes de: 1) excesso de amortização de ágio, 2) excesso de depreciação de bens submetidos a reavaliação, e 3) valores relacionados a atualização monetária da Conta de

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

	Compensação de Variação de itens da Parcela A ("CVA"), que foram excluídos da base de cálculo do IRPJ e da CSLL, anteriormente discutidos no processo administrativo nº 11080.009008/2004-47. A controlada RGE ofereceu seguro garantia, interpondo embargos à execução, que se encontra em fase pericial.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda na esfera administrativa, ainda haveria possibilidade de discussão judicial. Em caso de perda na esfera judicial, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada RGE no valor de R\$ 498.477, que representa 2,6% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

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

a) Juízo	22ª Vara Federal de Brasília/DF
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	07/08/2015
d) Partes no processo	RGE X Receita Federal do Brasil
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 101.213
f) Principais fatos	Ação Ordinária objetivando a suspensão dos processos nºs 11020.722512/2011-70 e 11080.007273/2009-03, finalizados na esfera administrativa, até que haja uma decisão final nos autos da Execução Fiscal nº 5012003-49.2012.404.7107, onde discute-se o processo administrativo nº 11080.009008/2004-47, do qual decorrem estes processos administrativos em pauta. Atualmente, aguarda-se sentença. Estes Processos Administrativos visam a cobrança dos valores de IRPJ dos anos de 2004, 2006, 2007, decorrentes de suposta utilização indevida de saldo de prejuízo fiscal acumulado pela RGE devido à glosa de despesas de amortização de ágio, de excesso de depreciação de bens submetidos à reavaliação e de atualizações monetárias da conta de CVA.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda em esfera judicial, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 101.213, que representa cerca de 0,5% de nossa Receita Líquida.

**Processo Fiscal n.º 11020.721280/2013-02 – IRPJ / CSLL**

a) Juízo	Conselho de Administração de Recursos Fiscais (CARF)
b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	09/05/2013
d) Partes no processo	RGE x Receita Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 268.659
f) Principais fatos	A Delegacia da Receita Federal autuou a RGE pela exclusão supostamente indevida de valores da base de cálculo

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

	ajustada do IR e CSLL decorrente das aquisições da RGE pelas Empresas do Grupo CPFL, relativos aos anos-base 2007 a 2011, cumulados com juros de mora e multa agravada, pelo suposto aproveitamento indevido do ágio pago na aquisição de 67% da RGE pela CPFL Paulista, em razão de ausência de razões econômicas ou negociais que acarretaram a transferência de ágio à CPFL Serra, antiga Ipê Energia. Apresentada impugnação ao débito, que restou parcialmente acolhida. Atualmente, os autos de infração aguardam julgamento do recurso voluntário interposto.
g) Chance de perda	Possível, contudo existe uma parcela que é remota, pois parte do débito foi alcançado pela decadência e a jurisprudência é favorável quanto à possibilidade de aplicação da multa agravada.
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada RGE no valor de R\$ 268.659 que representa 1,4% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

- **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 controlada CPFL Geração recebeu auto de infração lavrado para cobrança da diferença dos valores recolhidos a título de PIS e COFINS, do período de abril de 2007 a dezembro de 2010. A CPFL Geração recolheu o PIS e a COFINS nos termos instituídos pela Lei 9.718/98 (regime cumulativo) e no entender da fiscalização deveria ter recolhido as aludidas contribuições nos termos instituídos pelas Leis nº 10.833/03 e 10.637/02, havendo, portanto divergência de interpretação quanto ao enquadramento dos contratos firmados anteriormente a Outubro de 2003 a preço pré-determinado. Foi proferida decisão de 1ª Instância determinando a manutenção do débito. A CPFL ingressou com Recurso Voluntário, ao qual foi dado provimento. A Fazenda ingressou com Recurso Especial, o qual foi provido, mantendo-se a autuação. Finalizada a discussão na esfera administrativa (Receita Federal), a Fazenda ajuizou Execução Fiscal em face da CPFL Geração. Após a apresentação de garantia pela empresa, foi determinada a suspensão da exigibilidade e, 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	O impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$ 323.351, que representa 1,7% 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 IRPJ/CSLL – CPFL Geração**

<b>Processo Fiscal nº 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 controlada CPFL Geração foi autuada pela Secretaria da Receita Federal do Brasil que exige o crédito tributário decorrente das infrações que teriam sido supostamente cometidas pela empresa durante os exercícios de 2007, 2008, 2009 e 2010, sob o entendimento de que teria sido indevida a amortização do ágio, com base na afirmação de que a reestruturação societária realizada não apresentou motivação para a venda da empresa Semesa à CPFL Geração. Apresentamos impugnação administrativa, cuja decisão manteve a exigência fiscal. Atualmente aguarda julgamento de Recurso Voluntário da controlada CPFL Geração.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Processo em esfera administrativa: Em caso de perda, é passível de julgamento em esfera judicial, sendo que nesta segunda hipótese, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Geração no valor de R\$ 234.558, sem maiores impactos nas operações do grupo, pois o montante representa 1,2% de nossa Receita Líquida consolidada.

<b>Processo Fiscal nº 16561.720238/2016-13 - IRPJ/CSLL</b>	
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 ERSÁ Energias Renováveis S.A. ("ERSÁ") em volume maior que o capital da SMITA Empreendimentos e Participações S.A. ("SMITA"), além da apropriação de diferença entre o patrimônio líquido contábil e o valor justo da SMITA, empresa adquirida de forma reversa; e (ii) ter compensado base de cálculo negativa da CSLL em montante superior saldo existente. Apresentamos impugnação aos Autos, a qual 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

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

CPFL Geração no valor de R\$ 317.778, sem maiores impactos nas operações da Companhia, pois o montante representa 1,6% de nossa Receita Líquida consolidada.

- **USO DO SOLO – CPFL Paulista**

A CPFL Paulista está sujeita a diversas execuções fiscais movidas pela cidade de Ribeirão Preto, cobrando impostos de uso da terra para os anos de 2005, 2007, 2008, 2009 e 2014. Temos apresentado uma defesa para esta alegação, que foi aceita devido à inconstitucionalidade do imposto reconhecida anteriormente. Atualmente aguardamos o julgamento do recurso de apelação da cidade de Ribeirão Preto. Nós acreditamos que a probabilidade de perda é remota. O montante reclamado totaliza aproximadamente R\$ 388.750 em 31 de dezembro de 2016 e os principais processos estão destacados abaixo:

<b>Processo Fiscal nº 0559532-33.2010.8.26.0506 – Uso do solo</b>	
a) Juízo	2ª Vara da Fazenda Pública de Ribeirão Preto
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	20/10/2010
d) Partes no processo	CPFL Paulista x Prefeitura de Ribeirão Preto
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 141.430
f) Principais fatos	Execução fiscal pretendendo a cobrança de tributo pelo uso do solo do exercício de 2007, 2008 e 2009. Apresentada exceção de pré-executividade alegando em síntese, a inconstitucionalidade da cobrança. Ademais, em 27/04/2015 foi apresentada petição pela Companhia informando ao juízo que a legislação do município foi alterada para excluir os serviços de natureza pública do campo de incidência da taxa de uso de solo, o que corrobora com a tese da impossibilidade de cobrança da taxa. A defesa da empresa foi totalmente acolhida, sendo julgada extinta a cobrança. A Prefeitura de Ribeirão Preto ingressou com Recurso de Apelação, o qual aguarda julgamento.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 141.430 que representa 0,7% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

<b>Processo Fiscal nº 0559505-50.2010.8.26.0506 – Uso do solo</b>	
a) Juízo	2ª Vara da Fazenda Pública de Ribeirão Preto
b) Instância	2ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	22/10/2010
d) Partes no processo	CPFL Paulista x Prefeitura de Ribeirão Preto
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 70.592
f) Principais fatos	Execução fiscal pretendendo a cobrança de tributo pelo uso do solo do exercício de 2005. Apresentada exceção de pré-executividade alegando, em síntese, a inconstitucionalidade



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

	da cobrança. Em sede de sentença, a Exceção foi acolhida para declarar ilegítima a contribuição. A Prefeitura ingressou com apelação. Apresentamos Contrarrazões, sendo que, atualmente, aguarda-se análise e julgamento do referido recurso.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 70.592 que representa 0,4% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

<b>Processo Fiscal nº 02/2014/040325-2 – Uso do solo</b>	
a) Juízo	Prefeitura Municipal de Ribeirão Preto
b) Instância	2ª Instância (administrativa)
c) Data de instauração	15/09/2014
d) Partes no processo	CPFL Paulista x Prefeitura de Ribeirão Preto
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 71.568
f) Principais fatos	Cobrança administrativa pretendendo o recebimento de tributo pelo uso do solo do exercício de 2014. Apresentada Impugnação alegando, em síntese, a inconstitucionalidade da cobrança. Em sede de decisão de 1ª instância, a Impugnação foi acolhida para declarar ilegítima a contribuição. A Prefeitura ingressou com Recurso o qual aguarda, atualmente, análise e julgamento.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Paulista no valor de R\$ 71.568 que representa 0,4% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

- INDEDUTIBILIDADE DA CSLL – CPFL Piratininga**

<b>Processo Fiscal nº 0002005-38.2002.4.03.6100 – CSLL</b>	
a) Juízo	19ª Vara Federal de São Paulo
b) Instância	3ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	30/01/2002
d) Partes no processo	CPFL Piratininga x Receita Federal do Brasil
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 139.957
f) Principais fatos	Mandado de Segurança com o objetivo de assegurar a CPFL Piratininga o direito à dedução integral do valor da Contribuição Social sobre o Lucro (CSLL) da base de cálculo do Imposto sobre a Renda (IR), referente ao ano-base de 2002 e nos seguintes, afastando, desta forma, o artigo 1º da

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

	Lei nº 9.316/96. O pedido foi julgado improcedente, com a denegação da ordem, ao fundamento de que o artigo 1º da Lei nº 9.136/96 não padece de inconstitucionalidade. Ingressamos com Recurso de Apelação, ao qual foi negado provimento. Apresentamos Recursos Especial e Extraordinário, os quais aguardam análise e julgamento.
g) Chance de perda	Provável
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa da controlada CPFL Piratininga no valor de R\$ 139.957 que representa 0,7% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

#### • **IRPJ/CSLL – Sul Geradora**

<b>Processo Fiscal nº 0023094-29.2016.4.03.6100 (19515.001221/2004-65) – IRPJ/CSLL</b>	
a) Juízo	9ª Vara Federal de São Paulo/SP
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	25/06/2004 (auto de infração)
d) Partes no processo	Sul Geradora Participações S/A x Receita Federal do Brasil
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 84.879
f) Principais fatos	Auto de infração que visa obter valores de IRF sobre o pagamento de juros decorrente de uma operação de pré-pagamento de exportação. O Fisco alega que a empresa utilizou os recursos obtidos na operação para adquirir créditos contra empresas do próprio grupo econômico e não para o financiamento de suas exportações. Apresentamos Impugnação, a qual foi julgada improcedente. Ingressamos com Recurso Voluntário, sendo tal julgado procedente. A Receita Federal interpôs Recurso Especial. Referido recurso foi provido, mantendo-se a autuação. Finalizada a discussão na esfera administrativa, a empresa ingressou com Ação Ordinária visando o cancelamento do débito. Atualmente, aguarda-se sentença.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada Sul Geradora no valor de R\$ 84.879, que representa 0,4% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

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

<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 de Campinas
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 91.787
f) Principais fatos	Auto de Infração lavrado para cobrança de IRPJ, CSLL, PIS e

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

	COFINS referente a fatos geradores ocorridos nos anos-calendários de 2004, 2005, 2006, decorrentes da glosa de determinadas despesas incorridas pela Impugnante e da alegação de omissão de receitas supostamente identificada pelas autoridades fiscalizadoras. Apresentamos Impugnação, 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 0,5% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

## PROCESSOS CÍVEIS

### 1) Procon Campinas – CPFL Paulista

Ação Civil Pública nº 0004689-71.2009.403.6105 (61.05.004689-9)	
a) Juízo	8ª Vara Federal de Campinas
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	16/04/2009
d) Partes no processo	PROCON Campinas x CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Indeterminado
f) Principais fatos	Ação cível pública objetivando a suspensão dos efeitos do reajuste tarifário autorizado pela ANEEL à controlada CPFL Paulista para o ano de 2009. Foi deferida, liminarmente, a antecipação dos efeitos da tutela jurisdicional determinando o reajuste apenas com base no índice inflacionário medido pelo IGP-M na ordem de 6,27%. A controlada obteve, perante o TRF, a cassação da determinação. Houve sentença julgando improcedente o pedido, sobre a qual foram opostos embargos para o fim de confirmar a revogação da liminar, permanecendo, então, vigentes os índices homologados pela ANEEL. Aguardamos julgamento da apelação interposta pela parte contrária.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Imensurável, por se tratar de reajuste pretérito na tarifa, sem possibilidade de estimativa de como seria o recálculo da tarifa aplicada pela controlada CPFL Paulista.

### 2) ABRADÉE – ANEEL

Ação Ordinária n.º 0039494-18.2002.4.01.3400 (2002.34.00.039564-0)	
a) Juízo	3ª Vara Federal do Distrito Federal
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	12/12/2002
d) Partes no processo	ABRADEE X ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	As controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, bem como outras empresas brasileiras de distribuição, por meio da ABRADÉE, são autoras de um processo contra a ANEEL questionando a base para a remuneração dos ativos da

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

	concessão desde o primeiro ciclo de revisão tarifária. Após manifestação das partes sobre o laudo pericial (que constata o desequilíbrio econômico-financeiro alegado pela ABRADEE) e apresentação de alegações finais, os autos da ação ordinária foram conclusos para sentença
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Eventual pagamento de custas processuais e honorários de sucumbência arbitrados pelo tribunal, visto tratar-se de processo ativo, porém, como pela ABRADEE (rateado).

#### 3) CPFL Paulista – ANEEL

Ação Ordinária n.º 0038922-86.2007.4.01.3400 (0038922-86.2007.4.01.3400)	
a) Juízo	1ª Vara Federal do Distrito Federal
b) Instância	2ª Instância
c) Data de instauração	05/11/2007
d) Partes no processo	CPFL Paulista X ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	A controlada CPFL Paulista ajuizou uma ação contra a ANEEL com o objetivo de anular a metodologia aplicada no processo de revisão tarifária desde o primeiro ciclo (2003). A decisão foi desfavorável em primeira instância e a controlada CPFL Paulista recorreu, tendo sido acolhido o nosso recurso, sendo convertido em diligência à 1ª instância para realização de prova pericial, a qual aguarda-se cumprimento.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Pagamento de honorários de sucumbência visto se tratar de processo relacionado a ativo contingente. Caso tenhamos êxito nestes processos contra a ANEEL, as tarifas desta distribuidora serão aumentadas e, como consequência, o resultado de nossas operações pode ser positivamente afetado.

#### 4) CPFL Comercialização Brasil S/A

Procedimento Arbitral 89/2014	
a) Juízo	Câmara de Comércio Brasil-Canadá
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	07/11/2014
d) Partes no processo	CPFL Comercialização Brasil S/A x Pedra Agroindustrial S/A, BCE - Buritizal Central Energética S/A, CENI - Central Energética Nova Independência S/A
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 218.355
f) Principais fatos	Foi instaurado procedimento arbitral em face da CPFL Comercialização Brasil S/A, referente a contratos de parceria comercial celebrados com Pedra Agroindustrial e outros. A arbitragem é fundada em suposto inadimplemento de obrigações contratuais pela CPFL no âmbito dos três consórcios constituídos para a implantação e operação de usinas termelétricas. O procedimento está em fase instrutória e acreditamos que o risco em face da CPFL Comercialização Brasil S/A é remoto, considerando a celebração de Instrumento de Assunção de Responsabilidades junto à CPFL Renováveis, que assumirá

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

	quaisquer eventuais obrigações decorrentes deste procedimento. O risco para a CPFL Renováveis é possível.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da controlada CPFL Comercialização Brasil no valor de R\$ 218.355, que representa 1,1% de nossa Receita Líquida consolidada, sem maiores impactos nas operações do grupo.

**4) Sebastião José Ismael – CPFL Paulista**

<b>Processo Cível n.º 0001126-16.2001.8.26.0434</b>	
a) Juízo	Vara Única
b) Instância	Execução
c) Data de instauração	13/06/2001
d) Partes no processo	Sebastião José Ismael X CPFL Paulista
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 115.991
f) Principais fatos	Trata-se de ação de indenização por danos materiais e lucros cessantes, decorrente de corte indevido, que afetou o sistema de irrigação, acarretando a perda de produção da fazenda do autor. Sentença que aponta parte líquida e parte a liquidar. A parte líquida já foi quitada pela empresa. Atualmente o processo encontra-se em fase de liquidação por arbitramento, aguardando a concretização de perícia técnica para se chegar ao valor da condenação por lucros cessantes arbitrados na fase de conhecimento.
g) Chance de perda	Provável/Possível/Remoto, sendo: Provável R\$ 5.127, Possível 86.228 e Remoto R\$ 24.636
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 115.991, que representa 0,6% da Receita Líquida, sem maiores impactos nas operações da Companhia

**PROCESSOS CÍVEIS - Ambiental****1) 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

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

	<p>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 seguimentos, contudo, tiveram suas expectativas frustradas devido a não demarcação de sua propriedade por parte de Furnas, bem como devido ao embate realizado entre a Furnas e os órgãos ambientais, que perdurou por anos e culminou com o alagamento da região sem que pudessem extrair a madeira a que faziam jus. Assim, pleiteiam indenização por danos materiais, morais e lucros cessantes.</p> <p>Processo em fase instrutória e aguarda-se a realização de prova pericial.</p>
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia

#### PROCESSOS TRABALHISTAS

- **Terceirização – RGE**

Ação civil pública nº0020876-43.2015.5.04.0024	
a) Juízo	24ª Vara do Trabalho de Porto Alegre
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	03/07/2015
d) Partes no processo	Ministério Público do Trabalho x RGE
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 180.691
f) Principais fatos	Ação Civil Pública, proposta pelo Ministério Público do Trabalho, a qual requer a condenação da RGE devido à utilização de terceirização ilícita de mão de obra por fazer parte da atividade-fim da empresa. Requer a confirmação da antecipação dos efeitos da tutela para não utilizar intermediação de mão de obra relacionada à atividade fim da reclamada, sob pena de multa de R\$ 50.000,00 por trabalhador utilizado. Condenação da ré ao pagamento de R\$ 150.000.000,00 a título de dano moral coletivo. Em fase instrutória.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Proibição da terceirização – primarização da totalidade da mão de obra envolvida na operação, especialmente nas atividades descritas, bem como pagamento de indenização e multa pela terceirização ilegal.

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

O valor total provisionado referente aos processos descritos no item 4.3 em 31 de dezembro de 2016 é de R\$ 145.084.

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

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

**a. Juízo**

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

**b. Instância**

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

**c. Data da instauração**

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

**d. Partes no processo**

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

**e. Valores, bens ou direitos envolvidos**

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

**f. Principais fatos**

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

**g. Chance de perda**

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

**h. Análise do impacto em caso de perda do processo**

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

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

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

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



#### **4.5 - Processos sigilosos relevantes**

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

Todos os processos relevantes foram divulgados nos itens anteriores.

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

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

Encontram-se identificados neste item do Formulário de Referência todos os processos em andamento, nos quais a Companhia e/ou suas controladas figuram como parte, que não estão classificados como sigilosos e que, quando considerados em conjunto, são considerados relevantes para a Companhia, com a posição atualizada até 31 de dezembro de 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.

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

Trabalhistas	
<b>Valores envolvidos</b>	
<b>Consolidado</b>	<b>R\$ 1.471.821</b>
CPFL Paulista	R\$ 620.583
RGE	R\$ 435.833
CPFL Piratininga	R\$ 209.942
RGE Sul	R\$ 82.106
CPFL Serviços	R\$ 35.661
CPFL Santa Cruz	R\$ 26.697
CPFL Energia	R\$ 9.130
CPFL Leste Paulista	R\$ 6.435
CPFL Atende	R\$ 5.130
CPFL Sul Paulista	R\$ 6.708
CPFL Brasil	R\$ 5.067
CPFL Geração	R\$ 3.064
CPFL Jaguari	R\$ 2.402
CERAN	R\$ 2.000
CPFL Mococa	R\$ 1.915
Nect	R\$ 1.237
CPFL Centrais Geradoras	R\$ 913
CPFL Transmissão Piracicaba	R\$ 696
Outras	R\$ 453
CPFL Renováveis	R\$ 15.849
<b>Controladas em conjunto<sup>2</sup>:</b>	
EPASA	R\$ 1.192
BAESA	R\$ 675
ENERCAN	R\$ 355
Foz do Chapecó	R\$ 110
Práticas do emissor ou de controlada que causaram respectiva contingência:	
Reintegração	Ações nas quais os ex-empregados buscam reintegração aos quadros da Companhia, em razão de suposta inobservância de

<sup>2</sup> Valor da ação nas empresas (sem considerar a participação societária), uma vez que estas não são consolidadas, conforme detalhado nas Demonstrações Financeiras de 2016.

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

	condição de estabilidade, ou irregularidades na dispensa.
Acidentes	Ações que têm como causa de pedir acidentes de trabalho ocorridos na rede elétrica, envolvendo lesão, morte ou pagamento de pensão bem como doenças ocupacionais equiparadas a acidente de trabalho.
Equiparação salarial	Ações nas quais o reclamante pleiteia a igualdade salarial com outro colaborador em cargo superior, ou com mesmo cargo e diferente remuneração, sob alegação de exercício das mesmas atividades/ atribuições. Acarreta pagamento das diferenças salariais e reflexos sobre as demais verbas do contrato de trabalho.
Horas extras	Reclamações trabalhistas nas quais o reclamante pleiteia o pagamento das horas supostamente excedentes à jornada normal de trabalho, considerando-se como tais as horas extras propriamente ditas, o sobreaviso, e a supressão de intervalo intrajornada.
Terceirização	Ações de ex-empregados das empresas prestadoras de serviços, pleiteando vínculo empregatício, ou responsabilidade subsidiária/solidária da empresa contratante/CPFL, pelas verbas supostamente não pagas pela empresa terceirizada, incluindo verbas contratuais, rescisórias, acidente de trabalho e doença ocupacional.

#### Cível (Acidentes / Eletroplessão)

##### Valores envolvidos

<b>Consolidado</b>	<b>R\$ 126.988</b>
RGE	R\$ 56.200
CPFL Paulista	R\$ 42.781
RGE Sul	R\$ 15.398
CPFL Piratininga	R\$ 10.483
CPFL Santa Cruz	R\$ 1.753
CPFL Sul Paulista	R\$ 161
CPFL ENERGIA	R\$ 111
CPFL Mococa	R\$ 101

Práticas do emissor ou de controlada que causaram tal contingência

Acidentes com lesão /  
acidentes com mortes e  
eletroplessão

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

#### Cível (Majoração Tarifária)

##### Valores envolvidos

<b>Consolidado</b>	<b>R\$ 135.475</b>
CPFL Paulista	R\$ 69.871
CPFL Piratininga	R\$ 63.913
RGE	R\$ 718
CPFL Jaguari	R\$ 526
RGE Sul	R\$ 350
CPFL Santa Cruz	R\$ 70
CPFL Mococa	R\$ 27

Prática do emissor ou de

Trata-se de pedidos de restituição dos valores pagos a título

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

controlada que causou tal contingência.	de majoração tarifária em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38 e 45, de 1986.
---	---

Tributários	
<b>Valores envolvidos Consolidado</b>	<b>R\$ 228.559</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>222.001</b>	<b>20.740</b>	<b>41.557</b>	<b>8.381</b>
RGE Sul	82.106	2.216	737	-
CPFL Paulista	56.084	3.843	15.702	-
CPFL Piratininga	27.973	762	24.767	-
RGE	42.924	13.736	113	-
CPFL Santa Cruz	2.881	183	-	-
CPFL Leste Paulista	1.862	-	-	-
CPFL Serviços	1.644	-	-	-
CPFL Sul Paulista	706	-	-	-
CPFL Geração	690	-	-	-
CPFL Atende	531	-	-	-
CPFL Energia	467	-	-	-
CPFL Brasil	420	-	-	-
CPFL Jaguari	184	-	238	-
CPFL Renováveis	3.397	-	-	8.381
Outras	132	-	-	-
<b>Controladas em conjunto<sup>3</sup></b>				
EPASA	1.067	-	-	-
Foz do Chapecó	110	-	-	-

<sup>3</sup> Valor da provisão nas empresas (sem considerar a participação societária), uma vez que estas não são consolidadas, conforme detalhado nas Demonstrações Financeiras de 2016.

## 4.7 - Outras contingências relevantes

<b>4.7 Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores.</b>
---

Todas as contingências relevantes foram abrangidas pelos itens anteriores.

#### 4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados

**4.8 Em relação às regras do país de origem do emissor estrangeiro e às regras do país no qual os valores mobiliários do emissor estrangeiro estão custodiados, se diferente do país de origem, identificar:**

**a. Restrições impostas ao exercício de direitos políticos e econômicos**

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

**b. Restrições à circulação e transferência dos valores mobiliários**

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

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

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

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

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

**e. Outras questões do interesse dos investidores**

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

## 5.1 - Política de gerenciamento de riscos

<b>5. Política de gerenciamento de riscos e controles internos</b>
--

<b>5.1 Em relação aos riscos indicados no item 4.1, informar:</b>
---

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

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

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

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

- i. os riscos para os quais se busca proteção

Os riscos para os quais a Companhia busca proteção são:

- Descumprimento dos termos dos contratos de concessão, autorizações ou permissões;
- Impossibilidade de repassar integralmente o custo de compra de energia elétrica ao consumidor e a necessidade de, para satisfazer à demanda, firmar contratos de curto prazo para aquisição de energia elétrica, a preços consideravelmente mais altos do que aqueles estabelecidos nos contratos de longo prazo;
- Riscos de exposição, no negócio de comercialização de energia, decorrente de posições de energia assumidas (comprado ou vendido) e variações de preço no mercado *spot*;
- Riscos inerentes à construção, ampliação e operação das instalações e equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- Impacto adverso na operação de desenvolvimento de negócios decorrente da não conclusão do programa de investimento proposto no cronograma previsto;
- Risco de as apólices de seguro contratadas não serem suficientes para cobrir totalmente as perdas decorrentes da responsabilidade por quaisquer perdas e danos decorrentes da prestação inadequada de serviços de energia elétrica;
- Comprometimento da capacidade de conduzir as atividades operacionais e realizar o pagamento dos financiamentos contratados em virtude do grau de endividamento e das obrigações de serviço de dívidas;
- Efeito adverso sobre os negócios e resultados operacionais de uma escassez de energia elétrica e do racionamento dela decorrente, a exemplo do ocorrido em 2001 e 2002;
- Risco de o nível de inadimplência dos consumidores afetar adversamente os negócios, resultados operacionais e/ou situação financeira;
- Aumento das taxas de juros praticadas pelo mercado e riscos cambiais;
- Risco regulatório;

## 5.1 - Política de gerenciamento de riscos

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

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

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

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

### ii. os instrumentos utilizados para proteção

O monitoramento das exposições é feito através do uso de indicadores e/ou modelos para simulação ou projeção de cenários de risco, com base nas diretrizes previstas na Política de Gestão Corporativa de Riscos. Além disso, a Companhia trabalha com limites de exposição a estes riscos, aprovados pelo Conselho de Administração. Em casos de aumento da exposição ou extrapolação de limites, planos de mitigação devem ser estruturados pelas áreas de negócio, em conjunto com a Diretoria de Gestão de Riscos e *Compliance*<sup>4</sup>, e, posteriormente, reportados ao Conselho de Administração.

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

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

### iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

No Grupo CPFL, a gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração e Conselho Fiscal, Comitês de Assessoramento, Diretoria Executiva, Diretoria de Gestão de Riscos e *Compliance*, Auditoria Interna e áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos que descreve o modelo de gestão de riscos assim como as atribuições de cada agente.

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

Cabe aos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, em especial ao Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, desempenhando seu papel de órgão técnico, tomar conhecimento (i) dos modelos de monitoramento dos riscos, (ii) das exposições aos riscos e (iii) dos

<sup>4</sup> Seguindo processo de reestruturação interna de determinadas áreas da Companhia, foi deliberada em 28 de abril de 2017 a extinção da Diretoria de Gestão de Riscos e Compliance. Na data de arquivamento deste relatório a mencionada reestruturação encontra-se em andamento, e não há, portanto, definição sobre a nova estrutura de gestão de riscos e compliance.



## 5.1 - Política de gerenciamento de riscos

níveis de controle (incluindo sua eficácia), apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo à gestão de riscos. Cabe ainda a este comitê orientar os trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento.

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

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

Nesse seu papel, a Diretoria Executiva da CPFL Energia é assessorada pelo Comitê Executivo de Riscos que (i) recebe subsídios fornecidos pelas áreas de controle e unidades de negócio, (ii) promove discussões técnicas e aprofundadas sobre as exposições aos riscos empresariais e (iii) reporta os pontos de maior relevância bem como suas recomendações à Diretoria Executiva.

A Diretoria de Gestão de Riscos e *Compliance*<sup>5</sup> é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos no Grupo CPFL, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvam a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais o Grupo CPFL está exposto.

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

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

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

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

Os resultados dos trabalhos desempenhados dão subsídio ao presidente (CEO) e ao vice-presidente financeiro e de relações com o mercado investidor (CFO) para atestarem seu estado de responsabilidade sobre a efetividade do ambiente de controles internos, conforme requerido pelas seções 302 e 404 da lei Sarbanes-Oxley, ao qual o emissor (CPFL Energia) está sujeito por ser uma empresa listada na NYSE (New York Stock Exchange), e pelo item 5.3 deste formulário de referência.

<sup>5</sup> Seguindo processo de reestruturação interna de determinadas áreas da Companhia, foi deliberada em 28 de abril de 2017 a extinção da Diretoria de Gestão de Riscos e Compliance. Na data de arquivamento deste relatório a mencionada reestruturação encontra-se em andamento, e não há, portanto, definição sobre a nova estrutura de gestão de riscos e compliance.

## **5.1 - Política de gerenciamento de riscos**

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

A Companhia considera adequada sua estrutura operacional e de controles internos, avaliação esta corroborada por auditores internos e externos.

## 5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

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

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

Conforme reportado no item 5.1.a deste formulário, a CPFL Energia possui uma Política de Gestão Corporativa de Riscos aprovada pelo Conselho de Administração em reunião realizada em Julho de 2009, com atualizações em 2015 e 2016.

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

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

#### **i. riscos de mercado para os quais se busca proteção**

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

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

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

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

#### **2. Risco de Crédito:**

Para o segmento de distribuição, cujo mercado é pulverizado, a proteção ao risco de crédito é feita mediante monitoramento da inadimplência, ações de cobrança, negatização e corte no fornecimento

## 5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

de energia de clientes inadimplentes. No que tange os segmentos de Geração, Comercialização e Serviços, a proteção ocorre através da exigência de garantias financeiras.

### 3. Risco de Juros e Câmbio:

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

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

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

### 4. Risco Regulatório:

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

### 5. Risco de Aceleração de dívidas

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

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

#### **ii. a estratégia de proteção patrimonial (hedge):**

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

#### **iii. os instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge):**

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia e suas controladas são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. A Companhia e suas controladas não realizam transações envolvendo derivativos de caráter especulativo. Adicionalmente, a controlada CPFL Geração contratou, em 2015, derivativo do tipo *zero-cost collar* (vide nota 35 b.1 das nossas demonstrações financeiras).

#### **iv. os parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos:**

## 5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

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

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

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

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

No Grupo CPFL, a gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração, assessorado pelo Comitê de Processo de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, o Conselho Fiscal, com funções de *Audit Committee*, a Diretoria Executiva, Diretoria de Gestão de Riscos e *Compliance*<sup>6</sup>, a Auditoria Interna e as áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos que descreve o modelo de gestão de riscos assim como as atribuições de cada agente.

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

Cabe aos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, em especial ao Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, desempenhando seu papel de órgão técnico, tomar conhecimento (i) dos modelos de monitoramento dos riscos, (ii) das exposições aos riscos e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo a gestão de riscos. Cabe ainda a este comitê orientar os trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento.

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

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

Nesse seu papel, a Diretoria Executiva da CPFL Energia é assessorada pelo Comitê Executivo de Riscos que (i) recebe subsídios fornecidos pelas áreas de controle e unidades de negócio, (ii) promove discussões técnicas e aprofundadas sobre as exposições aos riscos empresariais e (iii) reporta os pontos de maior relevância bem como suas recomendações à Diretoria Executiva.

<sup>6</sup> Seguindo processo de reestruturação interna de determinadas áreas da Companhia, foi deliberada em 28 de abril de 2017 a extinção da Diretoria de Gestão de Riscos e Compliance. Na data de arquivamento deste relatório a mencionada reestruturação encontra-se em andamento, e não há, portanto, definição sobre a nova estrutura de gestão de riscos e compliance.

## 5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

A Diretoria de Gestão de Riscos e *Compliance*<sup>7</sup> é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos no Grupo CPFL, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvam a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais o Grupo CPFL está exposto.

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

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

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

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

Os resultados dos trabalhos desempenhados dão subsídio ao presidente (CEO) e ao vice-presidente financeiro e de relações com o mercado investidor (CFO) para atestarem seu estado de responsabilidade sobre a efetividade do ambiente de controles internos, conforme requerido pelas seções 302 e 404 da lei Sarbanes-Oxley, ao qual o emissor (CPFL Energia) está sujeito por ser uma empresa listada na NYSE (*New York Stock Exchange*), e pelo item 5.3 deste formulário de referência.

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

A Companhia considera adequada sua estrutura operacional e de controles internos, avaliação esta corroborada por auditores internos e externos.

<sup>7</sup> Seguindo processo de reestruturação interna de determinadas áreas da Companhia, foi deliberada em 28 de abril de 2017 a extinção da Diretoria de Gestão de Riscos e Compliance. Na data de arquivamento deste relatório a mencionada reestruturação encontra-se em andamento, e não há, portanto, definição sobre a nova estrutura de gestão de riscos e compliance.

### 5.3 - Descrição dos controles internos

<b>5.3 Em relação aos controles adotados pelo emissor para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, indicar:</b>
---

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

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

Baseada nesses critérios de avaliação, nossa administração concluiu que nossos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016 são eficazes.

Em 2015 foi implementada uma nova versão do sistema de faturamento na nossa controlada RGE, o Sistema SAP Customer Care System (CCS), o qual nossa administração avaliou como uma mudança relevante nos controles internos. Além disso, as mudanças relacionadas em nossos processos de negócios e controles internos sobre as demonstrações financeiras foram devidamente registradas e avaliadas por nossa administração para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015. A administração acredita que o novo sistema irá gerar ganhos de produtividade e melhorar os nossos processos internos.

*Controles Internos de Informações Financeiras*

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

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

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

A eficácia dos controles internos sobre o processo de elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do período findo em 31 de dezembro de 2016 foi auditada pela Deloitte Touche Tohmatsu, uma companhia de auditores independentes, conforme declarado em seu relatório.

**b) as estruturas organizacionais envolvidas**

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

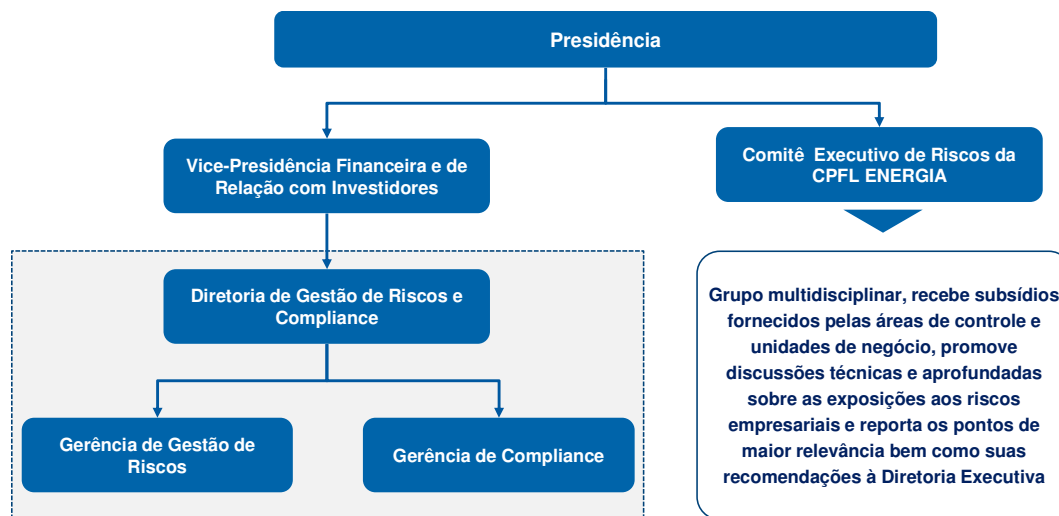
### 5.3 - Descrição dos controles internos

A Diretoria de Gestão de Riscos e *Compliance*<sup>8</sup> é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos no Grupo CPFL, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvam a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais o Grupo CPFL está exposto e pelo processo anual de avaliação e certificação dos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras.

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

Os assuntos de maior relevância são levados ao Comitê Executivo de Riscos (CER) para apreciação e contribuições.

As estruturas organizacionais envolvidas estão representadas na figura abaixo:



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

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

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

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

<sup>8</sup> Seguindo processo de reestruturação interna de determinadas áreas da Companhia, foi deliberada em 28 de abril de 2017 a extinção da Diretoria de Gestão de Riscos e Compliance. Na data de arquivamento deste relatório a mencionada reestruturação encontra-se em andamento, e não há, portanto, definição sobre a nova estrutura de gestão de riscos e compliance.



### 5.3 - Descrição dos controles internos

Ao Conselho Fiscal da CPFL Energia compete:

- Avaliar a eficácia dos controles internos da Companhia e recomendar mudanças, caso necessárias, para os controles no nível da entidade (*Entity Level Controls*) e para os controles dos processos (*Process Level Controls*), certificando-se de que a Administração tem meios para identificar preventivamente e por meio de um sistema de informações adequado, (a) os principais riscos aos quais a Companhia está exposta, (b) sua probabilidade de materialização e (c) as medidas e os planos adotados;
- Discutir, com os auditores independentes, Gerência de Assessoria de Auditoria Interna, Diretoria Executiva da CPFL Energia, Diretor Vice-Presidente Financeiro e Diretoria de Gestão de Riscos e *Compliance*<sup>9</sup>, o resultado da avaliação do sistema de controles internos, visando seu aprimoramento e certificando-se de que as recomendações efetuadas e aprovadas pela diretoria executiva sejam implementadas no prazo programado;
- Ter ciência das deficiências significativas e fraquezas materiais encontradas no ambiente de controles internos da CPFL Energia;
- Tomar conhecimento das denúncias relacionadas às demonstrações financeiras, recebidas pela Companhia através do canal de denúncias, o qual estabelece os procedimentos utilizados pela Companhia para processar e tratar denúncias relacionadas a questões contábeis, de controles contábeis e matérias de auditoria, assegurando mecanismos que garantam o sigilo e anonimato das informações;
- Ter ciência dos riscos bem como dos apontamentos identificados pelos auditores da CPFL Energia através da Carta de Recomendações emitida pela firma de auditoria independente;

À Diretoria Executiva da CPFL Energia compete:

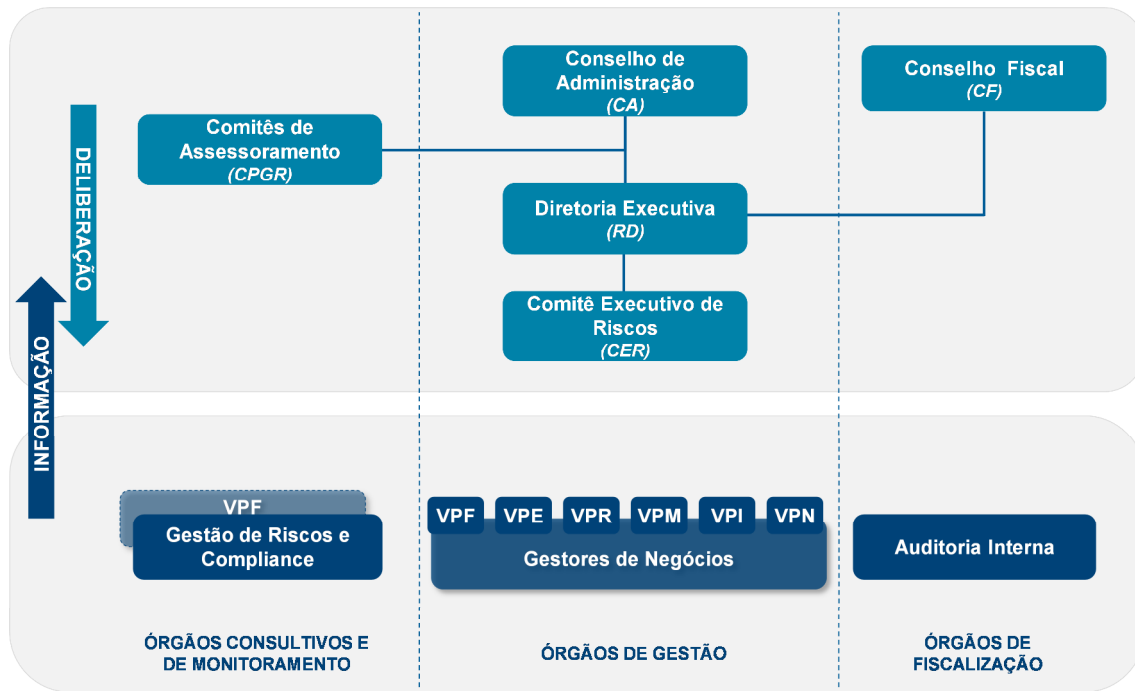
- Aprovar o escopo anual dos trabalhos, no que diz respeito à extensão (seleção de processos), prazos, materialidade, estratégia de testes;
- Acompanhar periodicamente a evolução dos trabalhos através de apresentações feitas em Reunião de Diretoria e relatórios emitidos pela Diretoria de Gestão de Riscos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

Nesse seu papel, a Diretoria Executiva da CPFL Energia é assessorada pelo Comitê Executivo de Riscos que (i) recebe subsídios fornecidos pelas áreas de controle e unidades de negócio, (ii) promove discussões técnicas e aprofundadas sobre as exposições aos riscos empresariais e (iii) reporta os pontos de maior relevância bem como suas recomendações à Diretoria Executiva.

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

<sup>9</sup> Seguindo processo de reestruturação interna de determinadas áreas da Companhia, foi deliberada em 28 de abril de 2017 a extinção da Diretoria de Gestão de Riscos e Compliance. Na data de arquivamento deste relatório a mencionada reestruturação encontra-se em andamento, e não há, portanto, definição sobre a nova estrutura de gestão de riscos e compliance.

### 5.3 - Descrição dos controles internos



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

Considerando os trabalhos realizados pelos auditores independentes para avaliar a estrutura de controles internos, que tem como objetivo garantir a adequação das demonstrações financeiras, nossa administração atualmente não tem conhecimento de fatos ou aspectos que possam indicar a presença de deficiências significativas nos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 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 por nosso Conselho Fiscal, órgão independente da Administração e da auditoria externa, que desempenha as funções do Comitê de Auditoria.

## 5.4 - Alterações significativas

**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.**

Em relação ao último exercício social (2015), não houve alterações significativas nos riscos acompanhados. Entretanto, alguns pontos continuam sendo monitorados devido ao nível de exposição.

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

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

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

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

- Reestruturação do Comitê Executivo de Riscos, órgão de assessoramento à Diretoria Executiva nos assuntos referente à gestão de riscos do Grupo CPFL;
- Revisão do Mapa Corporativo de Riscos à luz das principais preocupações dos executivos da Companhia;
- Consolidação, em uma única Política de Riscos, de modelos e métricas de monitoramento aprovados pelo Conselho de Administração; e
- Especificação de método de reporte em casos de extrapolação de limites de risco.

## **5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos**

<b>5.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.</b>
---

Todas as informações pertinentes foram divulgadas nos itens 5.1 a 5.4.

**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>	20/03/1998
<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>	18/05/2000

## 6.3 - Breve histórico

### 6.3 Breve histórico do emissor

#### CPFL Energia

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

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

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

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

- Em setembro de 1998 adquiriu a CPFL Piratininga, outrora denominada Bandeirante de Energia – EBE, através da Draft I Participações, controlada integral da CPFL Paulista;
- Em Novembro de 2000 adquiriu, parte do capital social da CERAN – Companhia Energética Rio das Antas através da CPFL Geração;
- Em julho de 2001 adquiriu a RGE através da CPFL Paulista;
- Em março de 2002 adquiriu parte do capital social da Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó") e da Campos Novos Energia S.A., assim como a totalidade da participação da VBC Participações no capital social da Barra Grande Energia S.A. ("BEGESA"), que detinha participação na Energética Barra Grande S.A. ("BAESA");, através da CPFL Geração;
- Em agosto de 2002 constituiu a CPFL Brasil;
- Em janeiro de 2005 adquiriu a Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional") através da CPFL Brasil;
- Em maio de 2006, adquiriu as empresas das empresas Ipê Energia Ltda., PSEG Brasil Ltda. e PSEG Trader S.A., posteriormente denominadas, respectivamente, CPFL Serra Ltda. ("CPFL Serra"), CPFL Missões Ltda. ("CPFL Missões") e CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul"), através da RGE.
- Em outubro de 2006 adquiriu a Companhia Luz e Força Santa Cruz ("Santa Cruz") através Nova 4 Participações Ltda.;
- Em 2007, através da Perácio, adquiriu a CMS Energy Brasil S.A. ("CMS"), a qual era uma holding que possuía as controladas CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado Energia"), CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto"), CPFL Serviços e CPFL Jaguari Geração.
- Em novembro de 2007 constituiu a Nect Serviços, outrora denominada Chumpitaz Participações S.A.

### 6.3 - Breve histórico

- Em agosto de 2008 constituiu a CPFL Atende;
- Em 2008 adquiriu a CPFL Bioenergia S.A. através da CPFL Geração;
- Em setembro de 2009 adquiriu as empresas Santa Clara I – Energias Renováveis Ltda., Santa Clara II Energias Renováveis Ltda., Santa Clara III Energias Renováveis Ltda., Santa Clara IV Energias Renováveis Ltda., Santa Clara V Energias Renováveis Ltda., Santa Clara VI Energias Renováveis Ltda., Eurus VI Energias Renováveis Ltda., através da CPFL Geração e Centrais Elétricas da Paraíba S.A. (EPASA) através da CPFL Geração;
- Em outubro de 2009 adquiriu a CPFL Bio Formosa através da CPFL Brasil;
- Em 2010 adquiriu a CPFL Bio Buriti, a CPFL Bio Ipê e a CPFL Bio Pedra através da CPFL Brasil;
- Em abril de 2010 adquiriu a CPFL Bio Anicuns S.A. e a CPFL Bio Itapaci S.A. pela CPFL Brasil;
- Em julho de 2011 adquiriu a CPFL Renováveis através da CPFL Brasil e CPFL Geração;
- Em dezembro de 2011, concluiu a aquisição da Santa Luzia Energética S.A. ("Santa Luzia") através da CPFL Renováveis;
- Em março de 2012, concluiu a aquisição da Atlântica I Parque Eólico S.A., Atlântica II Parque Eólico S.A., Atlântica IV Parque Eólico S.A. e Atlântica V Parque Eólico S.A. ("Complexo Atlântica") através da CPFL Renováveis;
- Em junho de 2012, concluiu a aquisição da BVP S.A., sociedade controladora da Bons Ventos Geradora de Energia S.A. através da CPFL Renováveis;
- Em dezembro de 2012 constituiu a CPFL Transmissão Piracicaba S.A ("CPFL Transmissão") através da CPFL Geração;
- Em julho de 2013 adquiriu a CPFL Centrais Geradoras;
- Em 2013 constituiu a CPFL ESCO;
- Em fevereiro de 2014, concluiu a aquisição da Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A. através da CPFL Renováveis;
- Em janeiro de 2015 constituiu a CPFL Transmissão Morro Agudo através da CPFL Geração;
- Em 31 de outubro de 2016 foi concluída a aquisição da RGE Sul Distribuidora de Energia, através da CPFL Jaguariúna.

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

#### **CPFL Paulista**

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

### 6.3 - Breve histórico

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

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

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

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

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

#### **CPFL Piratininga**

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

Em outubro de 2001, foi realizada a cisão parcial da Bandeirante, cuja parcela cindida foi incorporada pela CPFL Piratininga. Após a efetivação da cisão, os controladores da antiga Bandeirante permutaram a totalidade de suas ações. Com isso, a Draft I Participações passou a participar somente do capital social da CPFL Piratininga. Em novembro de 2004, a controladora Draft I Participações foi incorporada na CPFL Piratininga, em razão do que a CPFL Paulista passou a deter participação diretamente no capital social da CPFL Piratininga. Conforme indicado anteriormente neste Formulário de Referência, por meio de reestruturações societárias conduzidas em 2005 e 2006, a CPFL Piratininga passou a ser uma subsidiária integral da CPFL Energia. A CPFL Piratininga é uma companhia aberta registrada na categoria B.

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

#### **CPFL Geração**

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



### 6.3 - Breve histórico

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

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

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

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

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

#### **RGE**

A RGE é fruto de modificações no setor elétrico na década de 1990. A RGE é uma concessionária de distribuição de energia elétrica constituída em 1997. Em abril de 2001, a CPFL Paulista adquiriu da Serra Mesa e da 521 Participações o controle acionário da RGE. Em maio de 2006, a RGE assinou com o Grupo PSEG, um contrato de compra das ações das empresas Ipê Energia Ltda., PSEG Brasil Ltda. e PSEG Trader S.A., posteriormente denominadas, respectivamente, CPFL Serra Ltda. ("CPFL Serra"),

### 6.3 - Breve histórico

CPFL Missões Ltda. ("CPFL Missões") e CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul"). O principal ativo detido pela CPFL Serra era representado pela participação na RGE e na Sul Geradora. Com a aquisição dessas empresas, a CPFL Energia passou a deter participação (i) na RGE, por meio da CPFL Paulista e da CPFL Serra, e (ii) na Sul Geradora, por meio da CPFL Brasil e da CPFL Serra. Em dezembro de 2007, na sequência de várias operações societárias de descruzamento societário, incluindo a incorporação da CPFL Serra, e de uma operação de incorporação de ações de acionistas minoritários, a CPFL Energia passou a deter 100% do capital social da RGE, que passou a ser uma subsidiária integral da CPFL Energia. A RGE é uma companhia aberta registrada na categoria B.

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

#### **CPFL Brasil**

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

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

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

#### **CPFL Santa Cruz**

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

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

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

#### **CPFL Atende**

Em agosto de 2008, a CPFL Energia constituiu a empresa CPFL Atende, que tem como objeto a prestação de serviços de tele atendimento em geral, especialmente de atendimento ao consumidor

### 6.3 - Breve histórico

devendo ser realizadas atividades próprias de centros de recepção de chamadas e respostas a chamadas de clientes para atendimento com operadores humanos e atendimento eletrônico – URA.

#### NECT

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

#### CPFL Renováveis

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

No âmbito de tal Acordo de Associação, acordou-se a reunião dos ativos e projetos de energia renovável detidos pela CPFL Geração, pela CPFL Brasil e pela CPFL Renováveis no Brasil, assim considerados parques eólicos, PCHs e usinas termelétricas a biomassa. Em linhas gerais, a associação compreendeu as seguintes etapas: a CPFL Geração comprometeu-se a realizar a segregação das PCHs que compunham seu patrimônio e estavam sob sua operação, transferindo tais ativos para sociedades específicas sob o seu controle direto, (as "Sociedades PCH"); a CPFL Geração e a CPFL Brasil passaram a integrar uma nova sociedade *holding*: Smita Empreendimentos e Participações S.A. (a "SMITA"), para a qual transferiram todos os seus empreendimentos de energia renovável, inclusive as Sociedades PCH; em agosto de 2011 a CPFL Renováveis incorporou a SMITA, de forma que a CPFL Geração e a CPFL Brasil passaram a integrar o bloco de controle da CPFL Renováveis, como acionistas majoritárias; e a alteração da denominação da CPFL Renováveis, de ERSA Energias Renováveis S.A. para CPFL Energias Renováveis S.A.

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

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

- (i) em dezembro de 2011, concluiu a aquisição da totalidade das ações da Santa Luzia Energética S.A. ("Santa Luzia"), detentora da PCH Santa Luzia;
- (ii) em março de 2012, concluiu a aquisição da totalidade das ações da Atlântica I Parque Eólico S.A., Atlântica II Parque Eólico S.A., Atlântica IV Parque Eólico S.A. e Atlântica V Parque Eólico S.A. ("Complexo Atlântica"), detentoras de autorização para geração de energia elétrica de fonte eólica sob o regime de produção independente;

### 6.3 - Breve histórico

- (iii) em junho de 2012, concluiu a aquisição de 100% das ações da BVP S.A., sociedade controladora da Bons Ventos Geradora de Energia S.A., que detém 4 parques eólicos em operação, no Estado do Ceará;
- (iv) em outubro de 2012, concluiu a aquisição de 100% dos ativos de cogeração da SPE Lacenas Participações Ltda., que controla a Usina Açucareira Ester, que detém autorização outorgada pela ANEEL para explorar energia de biomassa; e
- (v) em fevereiro de 2014, concluiu a aquisição da totalidade das ações da Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A., que detém a autorização para a exploração de 2 parques eólicos, no Estado do Ceará. Em fevereiro de 2014, a CPFL Renováveis e a Dobrevê Energia S.A. ("DESA") celebraram um acordo de associação, para a incorporação, pela CPFL Renováveis, da WF2 Holding S.A. - ("WF2"), detentora da totalidade das ações de emissão da DESA, na data de sua incorporação. Em setembro de 2014, a CPFL Renováveis aprovou a incorporação da WF2, com a consequente extinção da WF2 (passando a DESA a ser uma controlada da CPFL Renováveis) e emissão de novas ações da CPFL Renováveis para o Arrow - Fundo de Investimento em Participações ("FIP Arrow"), com eficácia a partir de outubro de 2014.

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

#### **CPFL Transmissão Piracicaba**

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

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

#### **CPFL Centrais Geradoras**

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

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

#### **CPFL ESCO**

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

### 6.3 - Breve histórico

reestruturação societária com cisão dos ativos da CPFL Serviços, relacionados à "autoprodução". Estes ativos foram cindidos da controlada CPFL Serviços para a controlada CPFL ESCO.

#### **TI Nect Serviços de Informática – Authi**

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

#### **CPFL Transmissão Morro Agudo**

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

#### **CPFL Jaguariúna**

Em 16 de junho de 2016, a CPFL Energia divulgou em Fato Relevante que havia firmado acordo para a aquisição da totalidade das ações (100%) de emissão da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. ("AES Sul"), atualmente denominada RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., através de sua controlada integral CPFL Jaguariúna Ltda., ações estas até então detidas pela AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. ("vendedora"), subsidiária integral indireta de The AES Corporation.

Em 5 de agosto de 2016, a transação foi aprovada pelo Conselho Administrativo de Defesa Pública – CADE, e em 9 de setembro de 2016 foi obtida a autorização da ANEEL.

A aquisição foi concluída em 31 de outubro de 2016, após todas as condições precedentes da transação terem sido atendidas, data em que o controle da RGE Sul foi assumido pela CPFL Jaguariúna e a titularidade das ações foi transferida e o pagamento foi efetuado.

#### **RGE Sul**

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

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

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

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

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

Em 9 de novembro de 2015, conforme determinado no Despacho do Ministro de Estado de Minas e Energia, as controladas, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa assinaram, em 9 de dezembro de 2015, o 5º termo aditivo aos seus respectivos contratos de concessão, vencidos em 7 de julho de 2015. As controladas tiveram prorrogados os prazos para exploração de suas atividades de distribuição de energia elétrica por mais 30 anos, com vencimento para 07 de julho de 2045. O aditivo foi formalizado de acordo com a Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de

### 6.3 - Breve histórico

2013, do Decreto nº 7.805 de 14 de setembro de 2012 e do Decreto nº 8.461 de 2 de junho de 2015, que estabeleceu as condições para a prorrogação referente aos critérios operacionais e econômico-financeiros. O novo aditivo exigiu da Companhia o atendimento aos seguintes critérios (i) eficiência com relação à qualidade do serviço prestado, (ii) eficiência com relação à gestão econômico-financeira, (iii) racionalidade operacional e econômica e (iv) modicidade tarifária.

#### **CPFL GD S.A.**

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

#### **Aquisição acionária da Companhia pela State Grid International Development Limited**

Em Fato Relevante divulgado ao mercado em 1 de julho de 2016, a Companhia divulgou que recebeu de seu acionista controlador Camargo Corrêa S.A. ("CCSA") uma comunicação sobre proposta recebida da State Grid International Development Limited. para a aquisição da totalidade de sua participação societária vinculada ao bloco de controle da Companhia. Em 2 de setembro de 2016 a Companhia recebeu da CCSA correspondência confirmando a assinatura do contrato de aquisição.

Em 23 de novembro de 2016, a Companhia divulgou Fato Relevante informando que a ANEEL aprovou, naquela data, o pedido de anuência para a transferência das ações de emissão da CPFL Energia detidas pelos acionistas integrantes de seu bloco de controle ("Acionistas Controladores") à State Grid Brazil Power Participações Ltda. ("State Grid"), subsidiária brasileira da State Grid International Development Limited. Esta autorização era a última condição precedente para a ocorrência do fechamento da transação e a consumação da transferência das ações de emissão da CPFL Energia detidas pelos Acionistas Controladores à State Grid.

Em 23 de janeiro de 2017, a Companhia divulgou Fato Relevante informando que recebeu, naquela data, correspondência da State Grid Brazil Power Participações Ltda. ("State Grid Brazil") informando que naquela data, foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações datado de 02 de setembro de 2016 e celebrado entre a State Grid Brazil, a Camargo Correa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS, a Fundação SABESP de Seguridade Social — SABESPREV, e certas outras partes. Além disso, foram divulgados neste Fato Relevante as condições sobre a transação no que tange à (i) fechamento e ações adquiridas, (ii) preço por ação da CPFL Energia; (iii) preço por ação da CPFL Renováveis; (iv) OPAs por alienação de controle; (v) preço da OPA por alienação de controle; (vi) Possibilidade de Promover o Cancelamento de Registro da CPFL Energia e/ou da CPFL Renováveis; (vii) rescisão do controle de acionistas e outras informações relevantes.

Após a finalização da transação, a a State Grid Brazil se tornou a controladora da CPFL Energia com 54,64% (556.164.817 ações, diretas ou indiretas) do capital votante e total da Companhia. O preço total pago para a aquisição direta e indireta das ações foi de R\$ 25,51 por ação, totalizando aproximadamente R\$ 14,19 bilhões. Com a operação, a State Grid Brazil tornou-se o único controlador da Companhia, de forma que o Acordo de Acionistas datado de 22 de março de 2002, celebrado entre os antigos controladores, foi extinto.

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

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

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

## 6.6 - Outras informações relevantes

<b>6.6 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.</b>
---

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



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

### 7. Atividades do emissor

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

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

Somos uma das maiores distribuidoras de energia elétrica no Brasil, com base nos 22.217 GWh de energia elétrica que distribuimos para aproximadamente 9,3 milhões de consumidores em 30 de junho de 2017 (39.611 GWh em 31 de dezembro de 2016). Em geração convencional de energia elétrica, nossa Capacidade Instalada em 30 de junho de 2017 era de 3.283 MW. Por meio de nossa participação na CPFL Renováveis, onde são concentradas nossas atividades de geração de energia proveniente de fontes renováveis, também estamos envolvidos na construção de uma Pequena Central Hidrelétrica ("PCH"). Em 30 de junho de 2017, a nossa Capacidade Instalada total, consolidada por meio do nosso segmento de Geração Renovável (calculado com base em nossa participação de 51,60% na CPFL Renováveis), foi de 1.085 MW. Esperamos que o nosso segmento de Geração Renovável alcance uma Capacidade Instalada de 1.099 MW em 2020.

Também nos dedicamos à comercialização de energia, comprando e vendendo energia elétrica a produtores de energia, Consumidores Livres e empresas comercializadoras de energia elétrica. Também fornecemos energia elétrica e prestamos serviços de agenciamento aos Consumidores Livres perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") e outros agentes, bem como serviços relacionados à energia elétrica a nossas afiliadas e partes não afiliadas. No semestre findo em 30 de junho de 2017, o montante total da energia elétrica vendida por nossas subsidiárias de comercialização foi 8.789 GWh (12.381 GWh no exercício social de 2016), dos quais 8.761 GWh (12.291 GWh em 2016) foram vendidos para partes não relacionadas.

#### **Nossa estratégia**

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

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

Em 30 de junho de 2017, nossa Capacidade Instalada total consolidada (calculada com base em nossa participação de 51,60% na CPFL Renováveis) foi de 3.283 MW, dos quais 2.198 MW de fontes convencionais e 1.085 MW de fontes renováveis. Por meio da CPFL Renováveis, em agosto de 2011, tornamo-nos o maior grupo de geração de energia renovável no Brasil em termos de Capacidade Instalada e capacidade em construção, de acordo com a ANEEL. Atualmente, continuamos a ser o maior grupo de geração de energia renovável em termos de Capacidade Instalada em operação no Brasil e na América do Sul, de acordo com a ANEEL e o Bloomberg New Energy Outlook.

Nossa Capacidade Instalada em 30 de junho de 2017 representa um aumento de 0,74% se comparado à Capacidade Instalada de 3.259 MW em 31 de dezembro de 2016. Esse crescimento decorreu do início das operações comerciais dos parques eólicos Pedra Cheirosa I e II, com

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

capacidade instalada de 48 MW (nossa parcela é de 24 MW). Até o final de 2020, quando esperamos que a PCH Boa Vista se torne operacional, nós esperamos que nossa Capacidade Instalada alcance 3.297 MW.

Uma porção significativa de nossas usinas de geração possui PPAs de longo prazo, aprovados pela ANEEL, que acreditamos que nos garantirão uma taxa atrativa de retorno sobre o investimento. Também temos uma carteira consolidada de 1.099 MW (calculada com base em nossa participação de 51,60% na carteira total da CPFL Renováveis de 2.129 MW) de projetos de geração renovável a serem desenvolvidos pela CPFL Renováveis nos próximos anos. À medida que se volte a ter um aumento no consumo de energia elétrica no Brasil, acreditamos que continuarão a surgir novas oportunidades de investimento em mais projetos de geração de energia convencional e renovável.

**Foco na melhoria contínua de nossa eficiência operacional.** A distribuição de energia elétrica em nossas áreas de concessão de distribuição é nosso maior segmento de negócio, representando aproximadamente 54,45% de nosso lucro líquido consolidado do semestre findo em 30/06/2017. Continuamos nos concentrando em melhorar a qualidade do nosso serviço e em manter custos operacionais eficientes, explorando sinergias e tecnologias. Fazemos igualmente um esforço para padronizar e atualizar as nossas operações regularmente, introduzindo sistemas automatizados sempre que possível. Recentemente, para alcançar um novo nível de eficiência operacional, nós começamos o lançamento do Programa Tauron, que consiste em dois projetos principais: Medição Inteligente para consumidores Industriais e Comerciais (clientes de alta e média tensão) e Gestão de Mão de Obra Móvel. Este programa já está gerando benefícios, com mais de 26 mil medidores inteligentes implementados no campo e nove empresas de distribuição operando com um sistema de envio de dados para serviços de emergência, substituindo o sistema anterior (*voice based system*).

**Ampliação e fortalecimento dos nossos negócios de comercialização.** Os Consumidores Livres representam um segmento relevante do mercado de energia elétrica no Brasil, com aproximadamente 25% de participação de mercado. Por meio da CPFL Brasil, nossa subsidiária de comercialização, focamos na assinatura de contratos bilaterais com antigos consumidores de nossas empresas de distribuição que se tornaram Consumidores Livres, além de atrair outros Consumidores Livres de áreas de concessão além daquelas abrangidas pelas nossas distribuidoras. A fim de atingir esse objetivo, incentivamos as relações positivas com os consumidores, fornecendo gerentes de conta para clientes chave, suporte operacional na CCEE e PPAs customizados para cada perfil de cliente.

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

**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.

**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.**

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

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

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

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

Desde a crise econômica global de 2009, a economia brasileira tem sido negativamente afetada por uma menor demanda no comércio exterior e pela infraestrutura local deficiente. Isso levou a um crescimento do PIB a uma média de 2.1% por ano entre 2009 e 2014, conforme dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), seguindo um período anterior de maior crescimento. Os anos de 2015 e 2016, entretanto, foram marcados por uma severa contração econômica, contínua crise política e indicadores econômicos fracos. Tais fatores, combinados com ajustes nos gastos orçamentários públicos, resultaram num crescimento negativo do PIB de 3,6% em 2016 e 3.8% em 2015, de acordo com o Banco Central do Brasil. Em março de 2017, o governo anunciou que os três últimos meses de 2016 marcaram o oitavo trimestre consecutivo de crescimento negativo do PIB, o mais longo período de recessão já registrado. De acordo com o Relatório Focus do Banco Central do Brasil, a produção industrial brasileira regrediu em 6,7% em 2016 e 8,3% em 2015.

Como resultado, os níveis de emprego, renda familiar e custos de serviço da dívida – todos os quais são impulsionadores essenciais do consumo de energia – continuaram a piorar durante 2016. Por exemplo, o número de vagas formais de emprego caiu em 7% de 2015 para 2016, de acordo com um relatório do CAGED – Cadastro Geral de Empregados e Desempregados.

Nosso segmento de Geração tem mostrado altos níveis de crescimento nos últimos anos, com a aquisição e construção de novas usinas. Em 2011, a criação da CPFL Renováveis marcou um importante momento para nós. Nós planejamos continuar a expandir as nossas atividades nos setores de geração, tanto de energia convencional como de energia renovável (parques eólicos, pequenas Centrais Hidrelétricas, Usinas Termelétricas a Biomassa e Usinas Solares). Atualmente buscamos esta estratégia através da CPFL Renováveis, com uma capacidade instalada em operação em 30 de junho de 2017 de 2.102,6 MW (da qual nossa participação é de 1.085,0 MW) e 26,5 MW em construção (da qual nossa participação é de 13,7 MW), assim como buscamos novos projetos.

Em 30 de junho de 2017, nossa capacidade instalada era de 3.283 MW. Em 2020, esperamos alcançar uma capacidade instalada de 3.297 MW, quando a PCH Boa Vista II entrar 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.

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

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

## 7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

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

### a. produtos e serviços comercializados;

Nossas atividades essenciais são:

- **Distribuição.** Nossas nove distribuidoras integralmente consolidadas entregaram 39.611 GWh em 2016, 40.157 GWh em 2015 e 43.160 GWh em 2014 de energia elétrica para aproximadamente 9,2, 7,8 e 7,6 milhões de consumidores, respectivamente, principalmente nos Estados de São Paulo e Rio Grande do Sul.
- **Geração de energia convencional.** Em 31 de dezembro de 2016, nossas subsidiárias de geração convencional tinham uma Capacidade Instalada de 2.199 MW. Ao longo de 2016, geramos 9.216 GWh de energia elétrica e tínhamos 9.952 GWh de Energia Assegurada em 31 de Dezembro de 2016, que é o valor de energia representativo de nossa produção média de energia elétrica de longo prazo, conforme estabelecido pela ANEEL, que é a fonte primária das nossas receitas das atividades de geração. Detemos participação em oito usinas hidrelétricas; Serra da Mesa, Monte Claro, Barra Grande, Campos Novos, Luiz Eduardo Magalhães - Lajeado, Castro Alves, 14 de Julho e Foz do Chapecó. Ainda que a concessão da usina hidrelétrica de Serra da Mesa seja de propriedade de outra parte, Furnas, temos direito a 51,54% de sua energia assegurada. Nós também possuímos três usinas termelétricas, Termonordeste, Termoparaíba e Carioba embora a Usina Termelétrica Carioba tenha sido desativada. Além disso, 10 de nossas 50 Pequenas Centrais Hidrelétricas permanecem sob a gestão de duas de nossas subsidiárias de geração convencional, CPFL Geração e CPFL Centrais Geradoras, e reportam seus resultados dentro do segmento de Geração Convencional.

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

Em 31 de dezembro de 2014, nossas subsidiárias de geração convencional tinham uma Capacidade Instalada de 2.248 MW. Ao longo de 2014, geramos um total de 11.179 GWh de energia elétrica e tínhamos 10.106 GWh de Energia Assegurada em 31 de Dezembro de 2014.

- **Geração de Energia Renovável.** Nossa subsidiária indireta, CPFL Renováveis, na qual possuímos participação de 51,60%, por meio da CPFL Geração, concentra as nossas atividades de geração de energia provenientes de fontes renováveis. A CPFL Renováveis opera todos os nossos Parques Eólicos e Usinas Termelétricas a Biomassa, assim como 40 das nossas 50 Pequenas Centrais Hidrelétricas. Essas 40 Pequenas Centrais Hidrelétricas, das quais (i) 39 Pequenas Centrais Hidrelétricas, localizadas nos Estados de São Paulo, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Minas Gerais, Mato Grosso e Paraná, estão em operação e gerando receitas e com total de Capacidade Instalada de 423 MW, e (ii) 1 Pequena Central Hidrelétrica (PCH Boa Vista II) está em construção, com início das operações programado para 2020, e que devem ter uma Capacidade Instalada de aproximadamente 26,5 MW. A CPFL Renováveis também possui 45 parques eólicos, dos quais (i) 43 parques, localizados nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul, estão em operação e com total de Capacidade Instalada de 1.260 MW, e (ii) os 2 parques restantes estão em construção, com operações programadas para começar em 2018 e que devem ter uma Capacidade Instalada de aproximadamente 48 MW. A CPFL Renováveis possui oito Usinas Termelétricas a Biomassa, que possuem Capacidade Instalada total de 370 MW, localizadas nos Estados de Minas Gerais, Paraná, São Paulo e Rio Grande do Norte. A CPFL Renováveis também opera a Usina de Energia Solar Tanquinho, localizada no Estado de São Paulo e que possui uma Capacidade Instalada de 1,1 MWp. Em 31 de dezembro de 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), foi de 1.060 MW. Esperamos que o nosso segmento de Geração Renovável alcance uma Capacidade Instalada de 1.100 MW em 2020.

## 7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

Referida capacidade não considera eventual diminuição no nosso lastro de Capacidade Instalada (limite de produção de energia em nossa própria usina que podemos comercializar). Para as usinas que participam do MRE, essa diminuição é calculada pelo Ministério de Minas e Energia.

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

Em 31 de dezembro de 2014, nossa Capacidade Instalada total consolidada por meio de nosso segmento de Geração Renovável (calculado com base em nossa participação de 51,61% na CPFL Renováveis) foi de 914 MW.

- **Comercialização.** Nossas subsidiárias de comercialização gerenciam nossas operações de comercialização e fornecem serviços de agenciamento para Consumidores Livres perante a CCEE e outros agentes, incluindo orientação sobre as exigências operacionais. A CPFL Brasil, nossa maior subsidiária de comercialização, contrata e vende energia elétrica a Consumidores Livres, outras empresas de comercialização, geradoras e distribuidoras. Em 2016, vendemos 12.381 GWh de energia elétrica, dos quais 12.291 GWh foram vendidos para partes não relacionadas.
- **Serviços.** A partir de 1º de janeiro de 2012, relatamos os resultados das nossas atividades de prestação de serviços como um segmento de operação individual. Nossas atividades nesse segmento incluem prestar serviços relacionados com energia elétrica, como projetos e construção, para nossas partes relacionadas e não relacionadas.

Adicionalmente aos 5 segmentos operacionais referidos acima, consolidamos determinadas atividades como "Outras". As atividades consolidadas em "Outras" consistem de (i) dois ativos de transmissão detidos por meio da CPFL Geração, dos quais um (CPFL Piracicaba) é operacional e o outro (CPFL Morro Agudo) está em construção, (ii) CPFL Telecom; e (iii) despesas da holding CPFL Energia, que não sejam amortização de ativos intangíveis relacionados às nossas concessões, que foi alocada nos nossos segmentos operacionais.

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

2016	Receita líquida	Vendas entre sociedades parceiras	Venda total	% em relação Receita líquida
Distribuição	15.017.166	22.526	15.039.691	78,7%
Geração - fonte convencional	593.775	409.338	1.003.113	5,2%
Geração - fonte renovável	1.334.571	338.357	1.672.929	8,8%
Comercialização	2.024.350	62.757	2.087.107	10,9%
Serviços	81.595	318.770	400.364	2,1%
Outros <sup>(1)</sup>	60.633	8.661	69.294	0,4%
Eliminações	-	(1.160.410)	(1.160.410)	-6,1%
<b>TOTAL</b>	<b>19.112.089</b>	<b>-</b>	<b>19.112.089</b>	<b>100,00%</b>
2015	Receita líquida	Vendas entre sociedades parceiras	Venda total	% em relação Receita líquida
Distribuição	16.945.222	22.318	16.697.540	82,4%
Geração - fonte convencional	572.553	411.038	983.591	4,8%

**7.2 - Informações sobre segmentos operacionais**

<b>Geração - fonte renovável</b>	1.262.297	335.979	1.598.276	7,8%
<b>Comercialização</b>	1.716.348	82.544	1.798.892	8,7%
<b>Serviços</b>	55.547	239.088	294.635	1,4%
<b>Outros <sup>(1)</sup></b>	47.246	3.136	50.382	0,2%
<b>Eliminações</b>	-	(1.094.101)	(1.094.101)	-5,3%
<b>TOTAL</b>	<b>20.599.212</b>	<b>-</b>	<b>20.599.212</b>	<b>100,00%</b>
<b>2014</b>	<b>Receita líquida</b>	<b>Vendas entre sociedades parceiras</b>	<b>Venda total</b>	<b>% em relação Receita líquida</b>
<b>Distribuição</b>	13.752.040	19.668	13.771.708	79,2%
<b>Geração - fonte convencional</b>	722.623	467.761	1.190.384	6,8%
<b>Geração - fonte renovável</b>	982.613	397.630	1.380.243	7,9%
<b>Comercialização</b>	1.790.822	387.788	2.178.610	12,5%
<b>Serviços</b>	151.037	193.483	344.519	2,0%
<b>Outros <sup>(1)</sup></b>	61	-	61	0,0%
<b>Eliminações</b>	-	(1.466.329)	(1.466.329)	-8,4%
<b>TOTAL</b>	<b>17.399.196</b>	<b>-</b>	<b>17.399.196</b>	<b>100,00%</b>

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

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

Segmentos:	2016		2015		2014	
	Lucro líquido	% em relação ao lucro líquido do emissor	Lucro líquido	% em relação ao lucro líquido do emissor	Lucro líquido	% em relação ao lucro líquido do emissor
<b>Distribuição</b>	407.202	46,3%	625.964	71,52%	844.400	95,3%
<b>Geração - fonte convencional</b>	504.894	57,4%	282.783	32,31%	107.820	12,2%
<b>Geração - fonte renovável</b>	(141.041)	-16,0%	(56.398)	-6,44%	(168.087)	-19,0%
<b>Comercialização</b>	112.357	12,8%	88.104	10,07%	136.003	15,3%
<b>Serviços</b>	53.813	6,1%	51.625	5,90%	28.543	3,2%
<b>Outros <sup>(1)</sup></b>	(58.167)	-6,6%	(116.802)	-13,34%	(62.236)	-7,0%
<b>TOTAL</b>	<b>879.057</b>	<b>100,0%</b>	<b>875.277</b>	<b>100,0%</b>	<b>886.443</b>	<b>100,0%</b>

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

## 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

#### a. características do processo de produção;

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

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

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

#### **Geração de Energia Elétrica**

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

A maioria das nossas usinas hidrelétricas faz parte do MRE, um sistema pelo qual as unidades geradoras hidrelétricas compartilham os riscos hidrológicos do Sistema Interligado de Energia. Nossa Capacidade Instalada total em nossos segmentos de Geração Renovável e Geração Convencional era de 3.259 MW em 31 de dezembro de 2016. A maior parte da eletricidade que produzimos vem das nossas Usinas Hidrelétricas. Nós geramos um total de 15.713 GWh em 2016, 17.066 GWh em 2015 e 13.658 GWh em 2014. em cada caso após a redução em nossa participação na CPFL Renováveis como resultado de sua oferta pública inicial em 2013 e no 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, nossa subsidiária CPFL Geração possuía participação de 51,54% na energia assegurada da Usina de Serra da Mesa. Por meio de suas subsidiárias CERAN, BAESA, ENERCAN e Chapecoense, a CPFL Geração também possui participação nas Usinas de Monte Claro,



### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

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

**Serra da Mesa.** Nossa maior usina hidrelétrica em operação é a usina de Serra da Mesa, que adquirimos em 2001 da ESC (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 nossa companhia (por meio de nossa controlada CPFL Geração). Um contrato celebrado por Furnas, conosco, com duração de 30 anos, iniciado em 1998, assegura-nos o recebimento de 51,54% da energia assegurada da usina até o ano de 2028, ainda que, na vigência da concessão, ocorra encampação, caducidade ou vencimento de seu prazo. Vendemos a totalidade da energia elétrica a Furnas nos termos de um contrato de compra e venda de energia elétrica que foi renovado em março de 2014 e cujo preço é reajustado anualmente com base no IGP-M. Este contrato tem vencimento para 2028. Nossa parcela da capacidade instalada e da energia assegurada da usina hidrelétrica de Serra da Mesa é de 657 MW e de 3.030 GWh/ano, respectivamente. Em 30 de maio de 2014, a concessão detida por Furnas foi formalmente prorrogada para 12 de novembro de 2039.

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

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

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

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

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 da disponibilidade da



### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 a nossa responsabilidade pela operação da Subestação. A partir de 2016, passamos a não incluir Carioba na nossa capacidade instalada, considerando que ela encontra-se 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 Camargo Corrêa Cimentos S.A. (9,00%). Vendemos nossa participação na energia assegurada deste complexo para as afiliadas de nosso grupo.

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

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

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

#### **Usinas Termelétricas**

Nós operamos três usinas termelétricas. A Termonordeste, que começou as operações em dezembro de 2010, e a Termoparaíba, que começou as operações em janeiro de 2011, nos termos das autorizações da ANEEL, são supridas por óleo combustível do complexo EPASA, com Capacidade Instalada total de 341,6 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

### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

energia elétrica dessas usinas foi vendida por meio de CCEARs, e parte dessa energia foi adquirida por nossas próprias distribuidoras.

A usina Carioba possui uma capacidade instalada de 36 MW. Entretanto, está oficialmente desativada desde 19 de outubro de 2011 conforme previsto na Portaria nº 4.101 de 2011. Solicitamos a encerramento da concessão da Carioba, uma vez que a ANEEL reduziu o subsídio associado com a Conta de Consumo de Combustível, ou CCC. A ANEEL recomendou ao MME o encerramento da 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 de duas de nossas subsidiárias de geração convencional, CPFL Geração e CPFL Centrais Geradoras. Essas dez Pequenas Centrais Hidrelétricas reportaram seus resultados no segmento de Geração Convencional 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, transmissão e distribuição obtidas nos termos dos artigos 17, 19 ou 22 da lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Sob a lei nº 12.783/13, estas concessões podem ser prorrogadas uma vez, a critério do governo brasileiro, por até 30 anos, a fim de garantir a continuidade e a eficiência dos serviços prestados e de baixas tarifas. Além disso, a Lei nº 12.783/13 previu que os titulares de concessões que estavam prestes a expirar em 2015, 2016 e 2017 poderiam requisitar a renovação antecipada em 2013, sob certas condições. No entanto, a Resolução nº 521/12 publicada pela ANEEL, em 14 de dezembro de 2012 estabeleceu que as concessões de geração a serem renovadas nos termos da Lei nº 12.783/13 devem ser divididas em entidades operacionais separadas de empresas de distribuição. Em 10 de outubro de 2012, em antecipação da Lei 12.783/13, requisitamos a renovação antecipada das concessões detidas por nossas subsidiárias de distribuição CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista, que foram originalmente concedidas em 1999 por um prazo de 16 anos. Em conformidade com o requisito de divisão nos termos da Resolução nº 521/12, fomos obrigados a separar as atividades de geração e distribuição de três usinas, Rio do Peixe I e II e Macaco Branco, cujas instalações de geração foram transferidas para a CPFL Centrais Geradoras em 29 de agosto de 2013. Naquela época, nossa administração decidiu, por razões operacionais, segregar as atividades de geração e distribuição das seis instalações restantes detidas pelas cinco subsidiárias de distribuição (Santa Alice, Lavrinha, São José, Turvinho, Pinheirinho e São Sebastião), cujas instalações de geração também foram transferidas para a CPFL Centrais Geradoras. Adicionalmente, os contratos de concessão de Macaco Branco e Rio Peixe foram transferidos da CPFL Centrais Geradoras para a CPFL Geração em 30 de setembro de 2015.
- Durante 2014, as concessões para os parques de Salto do Pinhal e Ponte do Silva foram rescindidos nos termos da Resolução Autorizativa nº 4.559/2014, que determinou que as concessões de Micro Central Hidrelétrica fossem extintas sem reversão dos respectivos ativos ao governo.
- A instalação remanescente, Cariobinha, é detida pela CPFL Geração, desde a assinatura do contrato de concessão.

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

- (i) A energia gerada deve ser vendida para todas as empresas de distribuição no Brasil de acordo com as cotas definidas pela ANEEL (anteriormente, a energia era vendida somente para a subsidiária de distribuição relacionada);
- (ii) A receita anual da concessionária é definida pela ANEEL, sujeita a revisões tarifárias (anteriormente, os preços de energia eram definidos contratualmente e ajustados de acordo com o IPCA); e

### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

(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 Jaguarí de Geração	6,93%	62,5	902,5	319,7	4.613,0	2001	2032
Foz do Chapecó	Chapecoense	51%	436,1	855,0	1.930,0	3.784,3	2010	2036
<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, por meio de nossa subsidiária CPFL Geração, nós possuímos uma participação de 51,60% na CPFL Renováveis, uma empresa resultante de uma associação com outra produtora de energia renovável brasileira, Energias Renováveis S.A. ou ERS, que detém nossas subsidiárias envolvidas na geração de energia proveniente de fontes renováveis. Através da CPFL Renováveis, em agosto de 2011, nos tornamos o maior grupo de geração de energia renovável no Brasil em termos de Capacidade Instalada e capacidade em construção, de acordo com a ANEEL. Nós consolidamos totalmente a CPFL Renováveis em nossas demonstrações financeiras desde 1º de agosto de 2011. A CPFL Renováveis realizou sua oferta pública inicial em julho de 2013, resultando em uma diminuição da nossa participação de 63% para 58,84%. Em 1º de outubro de 2014, a CPFL Renováveis adquiriu 100% das ações da DESA por meio da emissão de ações da CPFL Renováveis, resultando na diminuição de nossa participação societária na CPFL Renováveis de 58,84% para 51,60%.

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

### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 em 2020, respectivamente.

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 dois 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 a CPFL Alvorada, cada uma com 50 MW de Capacidade Instalada total, iniciou suas operações em 28 de agosto de 2013 e 11 de novembro de 2013, respectivamente.
- Uma subsidiária envolvida na geração de energia elétrica de uma usina de energia solar, Tanquinho, que está localizada no estado de São Paulo e tem Capacidade Instalada total de 1,1 MWp. A Tanquinho iniciou suas operações em 27 de novembro de 2012 e deverá gerar cerca de 1,6 GWh/ano.

#### ***Capacidade Instalada Existente***

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

#### ***Pequenas Centrais Hidrelétricas***

Pequenas Centrais Hidrelétricas são usinas com capacidade de geração entre 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, a água flui através de um caminho de derramamento. Pequenas Centrais Hidrelétricas estão autorizadas para participar do MRE, e, neste caso, a quantidade de energia vendida pela usina depende unicamente do seu certificado de garantia e não de sua produção de energia individual.

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

### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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.

#### ***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 183,6 GWh em vigor até 2030 com a CPFL Brasil.

### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

**CPFL Bio Pedra.** Em março de 2010, a CPFL Bio Pedra, que criamos para desenvolver projetos de geração de energia elétrica usando bagaço de cana-de-açúcar, assinou um contrato de parceria com o Grupo Pedra Agroindustrial para desenvolver novos projetos de geração a biomassa. A CPFL Bio Pedra, localizada na cidade de Serrana, no estado de São Paulo, iniciou as operações em maio de 2012 com uma Capacidade Instalada total de 70 MW e uma Energia Assegurada de 213,7 GWh. A energia elétrica da CPFL Bio Pedra foi vendida em um leilão em 2010, por meio de CCEARs em vigor até 2027.

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

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

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

#### **Usina de Energia Solar**

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

#### **Parques Eólicos**

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

A construção de um parque eólico é menos complexa do que a construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas, uma vez que consiste na preparação da fundação e instalação de turbinas eólicas, que são montadas no local pelos fornecedores. O período de construção de um parque eólico é menor do que de uma Pequena Central Hidrelétrica, variando de 18 meses a 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



### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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 PPA está em vigor até Agosto de 2029.

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

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

### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

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

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

	Capacidade (MW)		Energia Assegurada (GWh)		Colocada em Funcionamento	Atualização da instalação	Término da Concessão
	Nossa part.	TOTAL	Nossa part.	TOTAL			
<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
Buritit.....	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



### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

	Capacidade (MW)		Energia Assegurada (GWh)		Colocada em Funcionamento	Atualização da instalação	Término da Concessão
	Nossa part.	TOTAL	Nossa part.	TOTAL			
<i>Chibarro</i> .....	1,3	2,6	7,3	14,1	1912	2008	2027
<i>Cocais Grande</i> .....	5,2	10,0	22,0	42,6	2009		2029
<i>Corrente Grande</i> .....	7,2	14,0	38,6	74,7	2011		2030
<i>Diamante</i> .....	2,2	4,2	7,2	14,0	2005		2019
<i>Dourados</i> .....	5,6	10,8	31,6	61,2	1926	2002	2027
<i>Eloy Chaves</i> .....	9,7	18,8	52,4	101,5	1954	1993	2027
<i>Esmeril</i> .....	2,6	5,0	13,0	25,2	1912	2003	2027
<i>Figueirópolis</i> .....	10,0	19,4	56,5	109,5	2010		2034
<i>Gavião Peixoto</i> .....	2,5	4,8	17,3	33,5	1913	2007	2027
<i>Guaporé</i> .....	0,4	0,7	2,5	4,9	1950		(2)
<i>Jaguari</i> .....	6,1	11,8	20,3	39,4	1917	2002	2027
<i>Lençóis</i> .....	0,9	1,7	4,7	9,1	1917	1988	2027
<i>Ludesa</i> .....	15,5	30,0	95,8	185,7	2007		2032
<i>Mata Velha</i> .....	12,4	24,0	59,2	114,8	2016		
<i>Monjolinho</i> .....	0,3	0,6	0,5	1,0	1893	2003	2027(2)
<i>Ninho da Água</i> .....	5,2	10,0	29,4	56,9	2011		2029
<i>Novo Horizonte</i> .....	11,9	23,0	47,0	91,1	2011		2032
<i>Paíol</i> .....	10,3	20,0	49,8	96,5	2010		2032
<i>Pinhal</i> .....	3,5	6,8	16,7	32,4	1928	1993	2027
<i>Pirapó</i> .....	0,4	0,8	2,6	5,1	1952		(2)
<i>Plano Alto</i> .....	8,3	16,0	44,1	85,5	2008		2032
<i>Saltinho</i> .....	0,4	0,8	3,3	6,4	1950		(2)
<i>Salto Góes</i> .....	10,3	20,0	50,2	97,2	2012		2040
<i>Salto Grande</i> .....	2,4	4,6	11,7	22,6	1912	2003	2027
<i>Santa Luzia</i> .....	14,7	28,5	83,3	161,4	2007		2037
<i>Santana</i> .....	2,2	4,3	11,8	22,9	1951	2002	2027
<i>São Gonçalo</i> .....	5,7	11,0	34,4	66,6	2010		2030
<i>São Joaquim</i> .....	4,2	8,1	22,9	44,4	1911	2002	2027
<i>Socorro</i> .....	0,5	1,0	1,4	2,7	1909	1994	2027(1)
<i>Três Saltos</i> .....	0,3	0,6	1,9	3,8	1928		2027(1)
<i>Varginha</i> .....	4,6	9,0	24,4	47,2	2010		2029
<i>Várzea Alegre</i> .....	3,9	7,5	22,1	42,7	2011		2029
<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>							
<i>Baldin (CPFL Bioenergia)</i> .....	23,2	45,0	57,9	112,1	2010		2039
<i>Bio Alvorada</i> .....	25,8	50,0	81,5	157,9	2013		2042
<i>Bio Buri</i> .....	25,8	50,0	95,0	184,1	2011		2040
<i>Bio Coopcana</i> .....	25,8	50,0	81,6	158,0	2013		2042
<i>Bio Ester</i> .....	20,6	40,0	46,1	89,4	2010		2029
<i>Bio Formosa</i> .....	20,6	40,0	49,7	96,4	2011		2032
<i>Bio Ipê</i> .....	12,9	25,0	37,0	71,7	2012		2040
<i>Bio Pedra</i> .....	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>							
<i>Atlântica I</i> .....	15,5	30,0	59,2	114,8	2014		2046
<i>Atlântica II</i> .....	15,5	30,0	58,3	113,0	2014		2046
<i>Atlântica IV</i> .....	15,5	30,0	58,8	113,9	2014		2046
<i>Atlântica V</i> .....	15,5	30,0	61,9	120,0	2014		2046
<i>Bons Ventos</i> .....	25,8	50,0	74,0	143,4	2010		2033
<i>Campo dos Ventos I</i> .....	13,0	25,2	61,5	119,1	2016		2046
<i>Campo dos Ventos II</i> .....	15,5	30,0	67,8	131,4	2013		2046
<i>Campo dos Ventos III</i> .....	13,0	25,2	60,6	117,4	2016		2046
<i>Campo dos Ventos V</i> .....	13,0	25,2	59,2	114,8	2016		2046
<i>Canoa Quebrada</i> .....	29,4	57,0	108,8	210,9	2010		2032
<i>Canoa Quebrada (Rosa dos Ventos)</i> .....	5,4	10,5	1,7	3,3	2014		2032
<i>Costa Branca</i> .....	10,7	20,7	44,3	85,8	2014		2046
<i>Enacel</i> .....	16,3	31,5	46,2	89,6	2010		2032
<i>Eurus I</i> .....	15,5	30,0	70,1	135,8	2014		2046
<i>Eurus III</i> .....	15,5	30,0	72,8	141,0	2014		2046
<i>Eurus VI</i> .....	4,1	8,0	14,3	27,7	2011		2045
<i>Foz do Rio Choró</i> .....	13,0	25,2	33,3	64,6	2009		2032
<i>Icaraizinho</i> .....	28,2	54,6	99,8	193,4	2009		2032
<i>Juremas</i> .....	8,3	16,1	34,4	66,6	2014		2046
<i>Lagoa do Mato</i> .....	1,7	3,2	0,7	1,4	2014		2032
<i>Macacos</i> .....	10,7	20,7	44,3	85,8	2014		2046
<i>Morro dos Ventos I</i> .....	14,9	28,8	61,1	118,3	2014		2045
<i>Morro dos Ventos III</i> .....	14,9	28,8	62,9	121,8	2014		2045
<i>Morro dos Ventos IV</i> .....	14,9	28,8	61,9	120,0	2014		2045
<i>Morro dos Ventos VI</i> .....	14,9	28,8	59,2	114,8	2014		2045
<i>Morro dos Ventos IX</i> .....	15,5	30,0	64,7	125,3	2014		2045
<i>Morro dos Ventos II</i> .....	15,1	29,2	69,2	134,0	2015		2047
<i>Paracuru</i> .....	13,0	25,2	56,9	110,2	2008		2032
<i>Pedra Preta</i> .....	10,7	20,7	46,6	90,2	2014		2046
<i>Praia Formosa</i> .....	54,2	105,0	130,4	252,6	2009		2032
<i>Santa Clara I</i> .....	15,5	30,0	62,0	120,1	2011		2045
<i>Santa Clara II</i> .....	15,5	30,0	57,7	111,8	2011		2045

### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

	Capacidade (MW)		Energia Assegurada (GWh)		Colocada em Funcionamento	Atualização da instalação	Término da Concessão
	Nossa part.	TOTAL	Nossa part.	TOTAL			
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	29,1	56,9	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 PCHs Boa Vista II, assim como os parques eólicos de Pedra Cheirosa, que juntos deverão 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 a esses projetos de geração renovável, em construção:

Usinas em desenvolvimento	em	Capacidade de Instalada Estimada	Energia Assegurada da Estimada	Início da Construção	Início Esperado das Operações	Nossa Participação	Capacidade Instalada Estimada Disponível	Energia Assegurada Estimada Disponível para nós
		(MW)	(GWh/ano)				(MW)	(GWh/ano)
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/ano. 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

### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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.

#### b. características do processo de distribuição;

Somos uma das maiores distribuidoras de energia elétrica do Brasil, com base na quantidade de energia elétrica que distribuimos em 2016. Juntas, nossas nove subsidiárias distribuidoras fornecem energia elétrica para uma região que abrange 302.001 quilômetros quadrados predominantemente nos Estados de São Paulo e do Rio Grande do Sul. Suas áreas de concessão incluem 679<sup>10</sup> municípios e uma população de aproximadamente 23 milhões de pessoas. Juntas, elas forneceram energia elétrica para aproximadamente 9,2 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2016. Nossas nove subsidiárias distribuíam aproximadamente 12,3% do total da energia elétrica distribuída no Brasil em 2016, com base nos dados da Empresa de Pesquisas Energéticas, ou EPE.

Possuímos nove distribuidoras de energia elétrica:

- **CPFL Paulista.** A Companhia Paulista de Força e Luz, ou CPFL Paulista, distribui energia elétrica para uma região que abrange 90.440 quilômetros quadrados no Estado de São Paulo, com uma população de aproximadamente 10,1 milhões de habitantes. Sua área de concessão cobre 234 municípios, incluindo as cidades de Campinas, Bauru, Ribeirão Preto, São José do Rio Preto, Araraquara e Piracicaba. A CPFL Paulista tinha aproximadamente 4,3 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2016. Em 2016, a CPFL Paulista distribuiu 21.142 GWh de energia elétrica, respondendo por aproximadamente 23,6% do total da energia elétrica distribuída no Estado de São Paulo e 6,3% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante o ano.
- **CPFL Piratininga.** A Companhia Piratininga de Força e Luz, ou CPFL Piratininga, distribui energia elétrica para uma região que abrange 6.785 quilômetros quadrados na parte sul do Estado de São Paulo, com uma população de aproximadamente 4,1 milhões de habitantes. Sua área de concessão abrange 27 municípios, incluindo as cidades de Santos, Sorocaba e Jundiaí. A CPFL Piratininga tinha aproximadamente 1,7 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2016. Em 2016, a CPFL Piratininga distribuiu 8.594 GWh de energia elétrica, representando aproximadamente 9,6% do total da energia elétrica distribuída no Estado de São Paulo e 2,6% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante o ano.
- **RGE.** A Rio Grande Energia S.A., ou RGE, distribui energia elétrica para uma região que abrange 85.965 quilômetros quadrados no Estado do Rio Grande do Sul, com uma população de aproximadamente 4,0 milhões de habitantes. Sua área de concessão abrange 255 municípios, incluindo as cidades de Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves. A RGE tinha aproximadamente 1,5 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2016. Em 2016, a RGE distribuiu 8.026 GWh de energia elétrica, respondendo por aproximadamente 38,5% do total da energia elétrica distribuída no Estado do Rio Grande do Sul e 2,4% do total da energia elétrica distribuída no Brasil durante o ano.
- **RGE Sul.** A RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., ou RGE Sul, fornece energia elétrica para uma área de concessão de 98.127 quilômetros quadrados no Estado do Rio Grande do Sul, com uma população de aproximadamente 3,4 milhões de pessoas. Sua área de concessão cobre 118 municípios, incluindo as cidades de Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria e Uruguaiana. A RGE Sul tinha aproximadamente 1,3 milhões de consumidores em 31 de dezembro de 2016. Em novembro e dezembro de 2016 (período de dois meses em que a RGE Sul foi refletida em nossos resultados financeiros, logo após ser por nós adquirida), a RGE Sul forneceu 1.152 GWh de energia elétrica.

<sup>10</sup> Este total refere-se ao número de municípios dentro de nossas áreas de concessão. Adicionalmente, atendemos consumidores localizados em municípios fora de nossa área de concessão nos casos onde estes consumidores não são atendidos pela concessionária local

### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

- **CPFL Santa Cruz.** A Companhia Luz e Força Santa Cruz, ou CPFL Santa Cruz, distribui energia elétrica para uma área que abrange 11.850 quilômetros quadrados, que inclui 24 municípios da região noroeste do Estado de São Paulo e três municípios do Estado do Paraná. Em 2016, a CPFL Santa Cruz distribuiu 1.032 GWh de energia elétrica para aproximadamente 209.000 consumidores, que respondem por aproximadamente 1,2% do total da energia elétrica distribuída no Estado de São Paulo e 0,3% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante o ano.
- **CPFL Jaguari.** A Companhia Jaguari de Energia, ou CPFL Jaguari distribui energia elétrica para uma área que abrange 252 quilômetros quadrados, que inclui dois municípios do Estado de São Paulo. Em 2016, a CPFL Jaguari distribuiu 451 GWh de energia elétrica para aproximadamente 41 mil consumidores.
- **CPFL Mococa.** A Companhia Luz e Força de Mococa, ou CPFL Mococa, distribui energia elétrica para uma área que abrange 1.884 quilômetros quadrados, que inclui um município do Estado de São Paulo e três municípios do Estado de Minas Gerais. Em 2016, a CPFL Mococa distribuiu 204 GWh de energia elétrica para aproximadamente 47 mil consumidores.
- **CPFL Leste Paulista.** A Companhia Leste Paulista de Energia, ou CPFL Leste Paulista, distribui energia elétrica para uma área que abrange 2.915 quilômetros quadrados, que inclui sete municípios do Estado de São Paulo. Em 2016, a CPFL Leste Paulista distribuiu 287 GWh de energia elétrica para aproximadamente 58 mil consumidores.
- **CPFL Sul Paulista.** A Companhia Sul Paulista de Energia, ou CPFL Sul Paulista, distribui energia elétrica para uma área que abrange 3.783 quilômetros quadrados, que inclui cinco municípios do Estado de São Paulo. Em 2016, a CPFL Sul Paulista distribuiu 390 GWh de energia elétrica para aproximadamente 85 mil consumidores.

#### **Rede de Distribuição**

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

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

Em 31 de dezembro de 2016, nossas Redes de Distribuição consistiam em 315.538 quilômetros de linhas de distribuição incluindo 450.247 transformadores de distribuição. Nossas nove distribuidoras tinham 12.181 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV. Naquela data, detínhamos 523 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição, com capacidade total de transformação de 17.316 megavolt *amperes*. Entre os consumidores industriais e comerciais em nossa área de concessão, 377 recebiam energia elétrica em 69 kV, 88 kV ou 138 kV, distribuída por meio de conexões diretas às nossas linhas de distribuição em alta tensão.

#### **Performance do Sistema**

##### **Perdas de Energia elétrica**

### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

Enfrentamos dois tipos de perdas de energia elétrica: perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas são inerentes ao fluxo de energia elétrica através do sistema de distribuição. As perdas comerciais são perdas que resultam de conexões ilegais, fraude ou erros de faturamento e similares. Os índices históricos de perda de energia elétrica das nossas três maiores distribuidoras (CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE) são mais favoravelmente comparadas ao percentual médio de outras importantes distribuidoras brasileiras, segundo as informações mais recentes disponibilizadas pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, ou ABRADEE, uma associação do setor. De acordo com as mesmas informações, os índices de perda de energia da RGE Sul também se comparam favoravelmente à média nacional, embora em menor grau do que o histórico das nossas três maiores subsidiárias.

Estamos também nos empenhando ativamente em reduzir as perdas comerciais decorrentes de conexões ilegais, fraude ou erros de faturamento. Para isso, em cada uma de nossas nove subsidiárias, destacamos equipes técnicas qualificadas para realizar inspeções, aumentamos o monitoramento de consumos irregulares, aumentamos as reposições de equipamentos de medição obsoletos e desenvolvemos um programa de computador para descobrir e analisar faturamentos irregulares. Realizamos 341.899 inspeções em 2016, o que acreditamos ter conduzido a uma recuperação de recebíveis estimada em mais de R\$ 47 milhões.

#### ***Interrupções de Energia***

A tabela abaixo determina, para cada uma de nossas subsidiárias, a frequência e duração das interrupções de energia por consumidor nos anos findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014:

##### Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	RGE Sul <sup>(3)</sup>	CPFL Santa Cruz	CPFL Jaguari	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista
FEC <sup>1</sup> .....	4,99	3,80	7,58	9,41	4,08	6,07	6,73	5,66	11,22
DEC <sup>2</sup> .....	7,61	6,97	14,45	19,45	5,60	7,02	10,58	7,96	14,90

- (1) Frequência de interrupções por consumidor, por ano (número de interrupções).  
 (2) Duração das interrupções por consumidor, por ano (em horas).  
 (3) Adquirida por nós em 31 de outubro de 2016, a RGE Sul não era uma subsidiária da nossa Companhia nos primeiros 10 meses de 2016.

##### Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015

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

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

##### Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Jaguari	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista
FEC <sup>1</sup>	4,87	4,20	9,14	5,29	4,31	7,26	6,19	6,91
DEC <sup>2</sup>	6,92	6,98	18,77	6,75	5,36	6,76	8,40	9,55

- (1) Frequência de interrupções por consumidor por ano (número de interrupções)  
 (2) Duração das interrupções por consumidor por ano (em horas)

Estamos continuamente buscando melhorar a qualidade e confiabilidade de nosso fornecimento de energia, tendo como parâmetro as medições de frequência e duração de nossas interrupções de energia. De acordo com os dados da ABRADEE de 2015, que são as informações mais recentes disponíveis, nossa frequência e duração média das interrupções por consumidor durante os últimos anos se comparam favoravelmente com as médias para as demais distribuidoras brasileiras.

### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

A ANEEL estabelece indicadores de desempenho por consumidor para serem seguidos pelas empresas de energia. Caso estes indicadores não sejam alcançados, somos obrigados a reembolsar nossos consumidores, e nossas receitas são negativamente afetadas. Em 2015, de acordo com informações da ANEEL, o valor que reembolsamos aos nossos consumidores foi menor que o valor médio reembolsado por outras empresas de energia de porte similar.

Nossas subsidiárias de distribuição têm tecnologia de construção e manutenção que permite reparos em redes energizadas sem interrupção do serviço, permitindo-nos, assim, ter baixos índices de interrupção programada, equivalendo a aproximadamente 8,6% do total de interrupções. As interrupções não programadas em razão de acidentes ou causas naturais, incluindo descargas atmosféricas, incêndio e ventos representaram o total remanescente de nossas interrupções. Em 2016, investimos aproximadamente R\$1.201 milhões em nosso segmento de distribuição, principalmente em: (i) expansão, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atender o crescimento do mercado, (ii) infraestrutura operacional, (iii) atendimento ao cliente, e (iv) programas de pesquisa e desenvolvimento, dentre outros. Esperamos investir um adicional de R\$1.895 milhões para tais fins durante 2017.

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

#### **Tarifas**

*Tarifas de Distribuição no Varejo.* Classificamos nossos consumidores em dois grupos diferentes: consumidores do Grupo A e consumidores do Grupo B, com base no nível de tensão em que a energia elétrica lhes é fornecida. Cada consumidor se enquadra em certo nível tarifário definido por lei e com base em sua respectiva classificação. Alguns descontos estão disponíveis dependendo da classificação do consumidor, nível tarifário ou ambiente de negociação (consumidores livres e geradoras). Os consumidores do Grupo B pagam tarifas mais altas. As tarifas no Grupo B variam por tipos de consumidor (residencial, rural, outras categorias e iluminação pública). Os consumidores no Grupo A pagam tarifas menores, decrescendo de A4 para A1, pois seu fornecimento é feito em voltagens mais elevadas, que demandam menor utilização do sistema de distribuição de energia elétrica. As tarifas que cobramos pelas vendas de energia elétrica aos consumidores finais são determinadas segundo nossos contratos de concessão e regras ratificadas pela ANEEL. Esses contratos de concessão e a regulamentação correlata estabelecem um preço máximo com reajustes anuais, periódicos e extraordinários. Para maiores informações sobre o regime regulatório aplicável as nossas tarifas e respectivos reajustes, consulte "O Setor Elétrico Brasileiro" no item 7.9 deste Formulário de Referência.

Os consumidores do Grupo A recebem energia elétrica em tensões iguais ou superiores a 2,3 kV. As tarifas para os consumidores do Grupo A têm por base os níveis de tensão de fornecimento de energia elétrica no horário do dia em que a energia elétrica é fornecida. Os consumidores podem

### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

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

As tabelas a seguir contêm informações relativas à média de nossos preços de fornecimento para cada categoria de consumidor em 2016, 2015 e 2014. Estes preços incluem tributos (ICMS, PIS e COFINS) e são calculados com base em nossas vendas e na quantidade de energia elétrica vendida em 2016, 2015 e 2014.

#### Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2016

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

#### Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2015

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	RGE Sul <sup>(2)</sup>	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Mococa
	(R\$/MWh)								
Residencial .....	589,00	612,81	671,50	-	639,32	574,85	584,19	543,00	652,28
Industrial.....	561,40	550,31	533,24	-	609,89	509,75	483,70	460,79	517,43
Comercial .....	557,18	569,18	655,85	-	645,61	547,01	557,46	511,06	591,04
Rural .....	330,76	391,27	361,01	-	408,32	354,60	367,52	337,81	389,43
Outros .....	437,75	418,14	276,94	-	354,28	422,77	422,89	396,75	442,72
<b>Total.....</b>	<b>543,50</b>	<b>565,51</b>	<b>518,22</b>	<b>-</b>	<b>544,61</b>	<b>486,10</b>	<b>510,87</b>	<b>474,80</b>	<b>545,21</b>

(1) Os preços médios de varejo da RGE Sul refletem o período de dois meses (novembro e dezembro de 2016) após nossa aquisição da RGE Sul, em 31 de outubro de 2016.

(2) Os preços médios de varejo da RGE Sul não estão apresentados, uma vez que ela não era uma subsidiária na nossa Companhia em 2015.

#### Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2014

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Mococa
	(R\$/MWh)							
Residencial	394,06	378,82	431,13	415,97	374,54	381,50	309,37	437,22
Industrial	364,14	330,51	327,26	384,69	302,95	286,98	237,19	302,98
Comercial	366,82	352,67	419,95	421,79	344,86	356,49	284,17	388,85
Rural	203,82	232,05	220,55	249,83	213,03	225,60	184,13	233,33
Outros	280,68	254,17	186,10	225,00	255,96	257,10	208,68	270,16
<b>Total</b>	<b>357,14</b>	<b>347,00</b>	<b>331,10</b>	<b>346,49</b>	<b>301,75</b>	<b>322,53</b>	<b>252,07</b>	<b>346,54</b>



### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

*TUSD.* As tarifas em uso no sistema de distribuição, ou TUSD, são estabelecidas pela ANEEL e consistem de três tarifas descritas em "TUSD", no item 7.9 deste formulário. Em 2016, as receitas de tarifas pelo uso de nossa rede por Consumidores Livres totalizaram R\$ 2.057 milhões. A tarifa média pelo uso de nossa rede foi de R\$130,88/MWh, R\$ 119,92/MWh e R\$ 58,97/MWh em 2016, 2015 e 2014, respectivamente, incluindo a TUSD que cobramos de outras distribuidoras conectadas às nossas Redes de Distribuição.

#### *Procedimentos de Faturamento*

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

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

De acordo com dados recentes disponibilizados pela ABRADEE, o percentual de consumidores inadimplentes para nossas três maiores distribuidoras (CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE) são favoravelmente comparáveis à média de outras principais distribuidoras brasileiras de energia elétrica. Para este fim, os consumidores inadimplentes são aqueles cujas faturas estão com mais de 90 dias em atraso. Faturas vencidas e em atraso por mais de 360 dias são consideradas incobráveis.

#### *Atendimento ao Consumidor*

Empenhamo-nos em prestar serviços de atendimento de alta qualidade aos nossos consumidores do segmento de distribuição. Prestamos serviço ao consumidor 24 horas por dia, sete dias por semana. Os pedidos são recebidos por meio de várias plataformas, como *call centers*, nosso *website*, SMS e nosso aplicativo de *smartphone*. Em 2016, atendemos aproximadamente 46,4 milhões de protocolos. Também prestamos serviço de atendimento ao consumidor por meio de nossas agências as quais atenderam aproximadamente 7,6 milhões de solicitações de consumidores em 2016. O crescimento em solicitações eletrônicas nos permitiu reduzir os custos de atendimento ao consumidor e fornecer



### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

assistência através do nosso *call center* a um grande número de consumidores sem acesso à Internet. Após o recebimento de uma solicitação de serviço de consumidor, enviamos nossos técnicos para efetuar os reparos necessários.

#### Comercialização de Energia Elétrica, Serviços e Outros

##### *Operações de Comercialização*

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

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

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

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

##### **Serviços**

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

- **Sistemas de Transmissão:** A CPFL Serviços planeja, constrói, executa e fornece subestações de energia elétrica e linhas de transmissão, levando em consideração as necessidades de cada consumidor e expectativas de crescimento, de acordo com rigorosos padrões de segurança, visando a otimização do uso de recursos.
- **Sistemas de Distribuição:** A CPFL Serviços realiza o planejamento e construção de sistemas de rede de distribuição de energia elétrica, sejam redes aéreas ou subterrâneas, subestações de média tensão e postos de transformação, além de instalações industriais e soluções em

### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

iluminação. Possui experiência significativa no mercado e conhecimento das diversas normas técnicas vigentes aplicáveis nas diferentes regiões brasileiras. Como resultado, leva energia com qualidade e soluções de alta tecnologia.

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

## 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

### c. características dos mercados de atuação, em especial:

#### i. participação em cada um dos mercados;

##### Consumidores

Classificamos nossos consumidores em cinco categorias principais. Consulte a Nota 27 de nossas demonstrações financeiras auditadas e consolidadas para um detalhamento de nossas vendas por categoria.

- *Consumidores industriais.* As vendas para consumidores industriais finais responderam por 17,7% de receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2016.
- *Consumidores residenciais.* As vendas para consumidores residenciais finais responderam por 46,2% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2016.
- *Consumidores comerciais.* As vendas para consumidores comerciais finais, que incluem as empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais, responderam por 23,2% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2016.
- *Consumidores rurais.* As vendas para consumidores rurais responderam por 3,6% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2016.
- *Outros consumidores.* As vendas para os demais consumidores, que incluem serviços públicos, tais como iluminação pública, responderam por 9,3% de nossas receitas de vendas de energia elétrica em nosso segmento de distribuição em 2016.

#### ii. condições de competição nos mercados;

##### Concorrência

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

Segundo a legislação brasileira e nossos contratos de concessão, todas as nossas autorizações e concessões hidrelétricas e para distribuição podem ser renovadas uma vez, desde que haja aprovação do Ministério das Minas e Energia ou da ANEEL, na qualidade de poder concedente, contanto que a concessionária solicite renovação e que determinados parâmetros em relação à prestação do serviço público ou exploração de energia hidrelétrica tenham sido atendidos. Pretendemos solicitar a renovação de cada uma das nossas concessões quando da sua expiração. Poderemos enfrentar concorrência significativa de terceiros ao pleitear a renovação dessas concessões ou para obter quaisquer novas concessões. 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.

### d. eventual sazonalidade;

##### Distribuição

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

### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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

#### **Geração**

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

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

#### **e. principais insumos e matérias primas, informando:**

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

#### **Compras de Energia Elétrica**

A maior parte da energia elétrica que vendemos é adquirida de partes não relacionadas, em vez de ser gerada em nossas instalações. Em 2016, 10,3% do total de energia elétrica adquirido por nossas distribuidoras foi adquirido de nossas subsidiárias de geração (incluindo nossas entidades controladas em conjunto).

Em 2016, compramos 10.497 GWh de energia elétrica da Usina Hidroelétrica de Itaipu, chegando a 16,4% do total da energia elétrica adquirida. Itaipu está localizada na fronteira entre Brasil e Paraguai e é objeto de um tratado bilateral entre os dois países, por meio do qual o Brasil se comprometeu a comprar quantidades de energia elétrica previamente estabelecida. Este tratado irá expirar em 2023. As prestadoras de serviços públicos de energia elétrica que operam por concessões nas regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste do Brasil são obrigadas por lei a comprar uma parte da energia elétrica

### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

que o Brasil é obrigado a comprar de Itaipu. As quantidades que essas empresas estão obrigadas a comprar são regidas por contratos *take-or-pay*, com tarifas estabelecidas em dólares norte-americanos por kW. A ANEEL determina anualmente a quantidade de energia elétrica a ser vendida por Itaipu.

Pagamos pela energia adquirida de Itaipu de acordo com a proporção entre a quantidade estabelecida pela ANEEL e a nossa quota-parte estabelecida por lei, independentemente de Itaipu ter gerado essa quantidade de energia elétrica ou não por um preço de US\$25,78/kW. Nossas compras representam aproximadamente 16,9% do fornecimento total de Itaipu para o Brasil, desconsiderando as compras de energia do período de dois meses pela nossa subsidiária de distribuição RGE Sul, cujo controle foi adquirido em 31 de outubro de 2016. Essa quota-parte foi fixada por lei, de acordo com a quantidade de energia elétrica vendida em 1991. As tarifas pagas são estabelecidas de acordo com o tratado bilateral e fixadas de maneira a cobrir as despesas operacionais de Itaipu, os pagamentos do principal e juros de suas dívidas expressos em dólares norte-americanos e os custos de transmissão da energia a suas áreas de concessão.

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

Em 2016, pagamos uma média de R\$192,99 por MWh para as compras de energia elétrica de Itaipu, em comparação com R\$279,65 em 2015 e R\$132,82 em 2014. Esses números não incluem a taxa de transmissão.

Compramos 53.478 GWh de energia elétrica em 2016 de outras empresas geradoras que não Itaipu, o que representa 83,6% do total da energia elétrica que adquirimos. Pagamos uma média de R\$164,77/MWh por compras de energia elétrica de empresas geradoras que não Itaipu, comparado com R\$210,44/MWh em 2015 e R\$201,79/MWh em 2014. Para obter mais informações sobre o mercado regulado e o ambiente de contratação livre, consulte "- O Setor Elétrico Brasileiro - A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico" no item 7.9 deste Formulário de Referência.

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

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2016	2015	2014
		(em GWh)	
<b>Energia comprada para revenda:</b>			
Itaipu	10.497	10.261	10.417
Energia de curto prazo	1.195	2.946	5.074
PROINFA	1.058	1.058	1.043
Energia adquirida no Ambiente de Contratação Regulada e por meio de contratos bilaterais	<u>51.225</u>	<u>44.342</u>	<u>42.345</u>
<b>Total</b>	<b>63.975</b>	<b>58.607</b>	<b>58.879</b>

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

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

### 7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

105% permitidos de sua demanda projetada, gerando assim custo adicional para as distribuidoras. Como resultado, a Resolução Normativa nº 706 de 29 de março de 2016 definiu que os custos relacionados às cotas alocadas involuntariamente podem ser repassadas aos consumidores, e o volume de energia ser compensado em leilões de energia existente nos próximos anos. Vide Item 4.1.j – Fatores de Risco – “*Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas existentes. As más condições hidrológicas podem afetar os nossos resultados operacionais*” e item 4.1.d – Fatores de Risco – “*Em nosso negócio de Distribuição, somos obrigados a prever a demanda por energia no mercado. Se a demanda efetiva for diferente daquela por nós prevista, podemos ser forçados a comprar ou vender energia no mercado spot a preços que podem gerar custos adicionais, que podemos não ser capazes de repassar integralmente aos consumidores*”.

*Tarifas de Transmissão.* Em 2016, pagamos um total de R\$ 1.351 milhões em tarifas pelo uso da rede de transmissão, inclusive as tarifas da Rede Básica, as tarifas de conexão e transmissão de energia elétrica de alta tensão de Itaipu às taxas estabelecidas pela ANEEL.

#### **ii. eventual dependência de poucos fornecedores;**

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

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

#### **iii. eventual volatilidade em seus preços.**

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

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

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

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

**a. Montante total de receitas provenientes do cliente**

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

**b. Segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente**

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

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

<b>7.5 Descrever os efeitos relevantes da regulação estatal sobre as atividades do emissor, comentando:</b>
---

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

### ***Concessões e Autorizações***

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

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

### ***Concessões***

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

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

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

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

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

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

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



## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

necessário que o acionista da concessionária apresente um plano de recuperação detalhado à ANEEL e corrija as irregularidades identificadas pela ANEEL.

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

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

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

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

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

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

### ***Autorizações***

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

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

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

### ***Permissões***

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

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

atendidas por grandes Distribuidoras. As permissões não são uma parte importante da matriz de energia brasileira.

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

### **Questões Ambientais**

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

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

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

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

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

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

## **7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades**

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

Nossos efetivos desembolsos em projetos de pesquisa e desenvolvimento em 2016, 2015 e 2014 totalizaram R\$147 milhões, R\$ 125 milhões e R\$120 milhões, respectivamente.

## 7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior

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

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

As Receitas Operacionais Líquidas da CPFL Energia auferidas em território brasileiro em 2016, 2015 e 2014 foram R\$ 19.112 milhões, R\$ 20.599 milhões e R\$17.399 milhões respectivamente.

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

Não há receitas provenientes de países estrangeiros.

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

Não há receitas provenientes de países estrangeiros.

## 7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades

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

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

## 7.8 - Políticas socioambientais

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

O compromisso do Grupo CPFL Energia com o desenvolvimento sustentável integra os objetivos estratégicos e processos decisórios relativos a todos os negócios, visando à geração de valor compartilhado com todos os públicos de interesse. Na prática, esse compromisso é exercido em quatro principais âmbitos – institucional, estratégico, de governança e gestão, projetos e processos.

### 1) Institucional:

Buscamos soluções em conjunto com outras instituições e com a sociedade civil, por meio de compromissos nacionais e internacionais, com governos (nas esferas federal, estadual e municipal) e órgãos reguladores, contribuindo diretamente com políticas públicas e legislações.

Em 2016, integramos o *board* da Rede Brasileira do Pacto Global das Nações Unidas (ONU), do qual somos signatários desde 2003, e coordenamos seu Grupo Temático de Energia e Clima. Também participamos ativamente de outras iniciativas empresariais e discussões relacionadas a mudanças climáticas, como a Conferência do Clima (COP 22), e aderimos a importantes compromissos globais, como *Carbon Pricing Champion* do C4C e o *Carbon Pricing Leadership Coalition*.

### 2) Estratégico:

Investimos continuamente em fontes energéticas limpas e renováveis e em novos negócios que otimizam o conjunto de nossas atividades.

### 3) Governança e gestão:

Temos uma gestão estruturada da sustentabilidade e internalizamos as melhores práticas de mercado.

Desde 2013, desenvolvemos a Plataforma de Sustentabilidade para gerir e alavancar a evolução da empresa em relação ao tema. Essa ferramenta de gestão, integrada ao planejamento estratégico, é composta por indicadores de desempenho e metas relacionadas a temas relevantes para a sustentabilidade no Grupo CPFL, definidos com base em seu posicionamento e sua estratégia, bem como nas perspectivas dos públicos de interesse.

### 4) Projetos e processos:

Realizamos diversos projetos com comunidade, cadeia de valor e outros públicos de interesse e, continuamente, aprimoramos processos da empresa visando otimizar nossa atuação, mitigando os impactos negativos e multiplicando os impactos positivos de nossas atividades e ações.

Como resultado desse conjunto de esforços, em 2016, compomos o Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index da Bolsa de Nova Iorque, pelo quinto ano seguido, e conquistamos a posição de oitava elétrica mais sustentável do mundo e a primeira fora da Europa. Também integramos a 12ª carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa. Esses índices e outros reconhecimentos de mercado demonstram nossa contínua evolução em relação ao tema da sustentabilidade.

A CPFL Energia divulga suas informações sociais e ambientais, seus desafios e principais resultados através de Relatórios Anuais, com o objetivo de manter um relacionamento transparente com todos os públicos. Este documento segue a metodologia de Relato Integrado definida pelo framework do *International Integrated Reporting Council* (IIRC), a quarta versão das diretrizes da *Global Reporting Initiative* (GRI-G4) e os Princípios do Pacto Global das Nações Unidas (Global Compact). O Relatório Anual 2016 da CPFL Energia foi submetido à auditoria independente da SGS ICS Certificadora Ltda. e está disponível na página institucional [www.cpfl.com.br/relatorioanual](http://www.cpfl.com.br/relatorioanual).

Mais informações estão disponíveis na página energias sustentáveis da CPFL Energia ([www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis](http://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis)) e de Relações com Investidores ([www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)).

## 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 provêm de Usinas Hidrelétricas. Grandes Usinas Hidrelétricas tendem a estar mais distantes de centros de consumo. Isso requer a construção de grandes linhas de transmissão em alta e extra-alta tensão (230 kV a 750 kV) que frequentemente cruzam o território de vários estados. O Brasil tem um robusto sistema de rede elétrica, com mais de 133.000 km de linhas de transmissão com tensão igual ou maior que 230 kV e capacidade de processamento de mais de 325.000 MVA do Estado do Rio Grande do Sul ao longo do Estado do Amazonas.

De acordo com a EPE, o consumo de eletricidade no Brasil diminuiu 0,9% em 2016, alcançando 464.001 GWh. O MME e a EPE estimam que o consumo de eletricidade cresça 4% ao 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 se projeta que 117,0 GW (56,7%) corresponderão à geração hidrelétrica, 33,0 GW (16,0%) à geração termoeletrica e nuclear e 56,4 GW (27,3%) à geração proveniente de outras fontes 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.

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

#### Principais Autoridades Regulatórias

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

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

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

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

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

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



## 7.9 - Outras informações relevantes

litígios administrativos entre entidades geradoras e compradores de energia elétrica; e (vi) definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

### ***Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS***

O ONS é uma organização sem fins lucrativos que coordena e controla a produção e a transmissão de energia por empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. O principal papel do ONS é supervisionar as operações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional; de acordo com a regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem: (i) planejamento da operação de geração; (ii) a organização e controle da utilização da rede nacional e interconexões internacionais; (iii) a garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória, a todos os agentes do setor; (iv) o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico; (v) apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica; e (vi) proposição de normas para operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL.

### ***Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE***

A CCEE é uma organização sem fins lucrativos sujeita à autorização, fiscalização e regulação da ANEEL. A CCEE substituiu o Mercado Atacadista de Energia. A CCEE é responsável (i) pelo registro de todos os CCEARs e todos os contratos resultantes dos leilões de ajustes, bem como da quantidade de energia dos contratos celebrados no ambiente de contratação livre 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

## 7.9 - Outras informações relevantes

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 Programa PROINFA, programa destinado a diversificar as fontes de energia do Brasil; (iii) da Usina de Itaipu; (iv) de leilões administrados pelas distribuidoras, se o mercado que elas fornecem não for superior a 500 GWh/ano; e (v) de usinas hidrelétricas cujas concessões foram renovadas pelo governo nos termos da Lei nº 12.783/13 (nesse último caso, em "cotas de energia" distribuídas entre companhias distribuidoras pelo governo brasileiro, com preço determinado pelo MME/ANEEL). A energia elétrica gerada por Itaipu continua a ser vendida pela Eletrobrás às concessionárias de distribuição que operam no Sistema Interligado Nacional Sul/Sudeste/Centro-Oeste, embora nenhum contrato específico tenha sido firmado por essas concessionárias. O preço pelo qual a energia elétrica gerada em Itaipu é comercializada é

## 7.9 - Outras informações relevantes

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.

### ***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

## 7.9 - Outras informações relevantes

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

## 7.9 - Outras informações relevantes

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

### **O Valor Anual de Referência**

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

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

O PLD é utilizado para avaliar a energia comercializada no mercado *spot*. É calculada para cada nível de submercado e carga, numa base semanal e baseia-se no custo marginal de operação. O valor máximo do PLD está fixado em R\$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).

## 7.9 - Outras informações relevantes

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

As Resoluções da ANEEL nº 109 de 2004, e nº 210 de 2006, conduziram à criação da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. Tal Convenção regula a organização e administração da CCEE, assim como as condições para a comercialização de energia elétrica. Também define, entre outros: (i) os direitos e obrigações dos participantes da CCEE; (ii) as penalidades a serem impostas a participantes inadimplentes; (iii) a estrutura para a resolução de controvérsias; (iv) as regras de comercialização tanto no ambiente de contratação regulada como no ambiente de contratação livre e (v) a contabilização e processo de compensação para operações de curto-prazo.

### ***Restrição de Atividades das Distribuidoras***

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

### ***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

## 7.9 - Outras informações relevantes

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 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***

## 7.9 - Outras informações relevantes

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;
- 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.



## 7.9 - Outras informações relevantes

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.

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

## 7.9 - Outras informações relevantes

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>11</sup> se aplica aos valores da TUSD devida por (i) Pequenas Centrais Hidrelétricas com capacidade entre 3.000 kW e 30.000 kW<sup>12</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>13</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

<sup>11</sup> Para os empreendimentos com base em fonte solar que entrarem 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>12</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>13</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

de geração e também por seu consumidor. O valor da redução da TUSD é revisto e aprovado pela ANEEL e reembolsado mensalmente através da Conta CDE por meio de depósitos realizados pela Eletrobrás.

### **Encargos Tarifários**

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

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

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

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

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

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

Em 2002, o governo brasileiro instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, que é suprida por meio de pagamentos anuais efetuados por concessionárias a título de uso do bem público, multas 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

## 7.9 - Outras informações relevantes

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.

### ***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.

### ***Inadimplemento no Pagamento de Encargos Regulatórios***

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

### ***Mecanismo de Realocação de Energia***

Proteção contra certos riscos hidrológicos para geradores hidrelétricos com despacho centralizado é proporcionada pelo MRE, que procura mitigar os riscos inerentes à geração de energia hidráulica determinando que geradores hidrelétricos compartilhem os riscos hidrológicos do Sistema Interligado Nacional. De acordo com a legislação brasileira, a cada usina hidrelétrica é atribuída uma Energia Assegurada, determinada em cada contrato de concessão pertinente, independentemente da quantidade de energia elétrica gerada pela usina. O MRE transfere a energia excedente daqueles que geraram além de sua Energia Assegurada para aqueles que geraram abaixo. O despacho efetivo de

## 7.9 - Outras informações relevantes

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, CPFL Jaguari Geração (Paulista Lajeado) e CPFL Renováveis, e nossas joint ventures ENERCAN e Chapecoense optaram por renegociar seus contratos do Mercado Regulado e também desistiram de suas ações judiciais. 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 28.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas.

## 8.1 - Negócios extraordinários

<b>8. Negócios extraordinários</b>
------------------------------------

<b>8.1 Indicar a aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor</b>
--

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

## **8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor**

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

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia.

### **8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais**

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

Não há contratos relevantes que não estejam diretamente relacionados com nossas atividades operacionais.



#### **8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.**

<b>8.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.</b>
---

Não houve negócios extraordinários nos últimos três exercícios sociais.



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

<b>Descrição do bem do ativo imobilizado</b>	<b>País de localização</b>	<b>UF de localização</b>	<b>Município de localização</b>	<b>Tipo de propriedade</b>
Usina Hidrelétrica Serra da Mesa - CPFL Geração	Brasil	GO	Minaçu	Própria
SE Ourinhos II - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Ourinhos	Própria
Escritório São Sebastião da Grama - subestação - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	São Sebastião da Grama	Própria
Escritório Casa Branca - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	Casa Branca	Própria
Subestação - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Almoxarifado - subestação - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	Itapetininga	Própria
Subestação - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	Itapetininga	Própria
Subestação - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	São Miguel Arcanjo	Própria
Escritório Guarei - subestação - CPFL Sul Paulista	Brasil	SP	Guarei	Própria
Sede da Empresa - CPFL Jaguari	Brasil	SP	Jaguariuna	Própria
Escritório São José do Rio Pardo - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Subestação - CPFL Leste Paulista	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Escritório Monte Santo de Minas - CPFL Mococa	Brasil	MG	Monte Santo de Minas	Própria
Sede da Empresa - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Pirajú	Própria
Escritório Avaré - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Avaré	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Avaré	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Itaí	Própria
Subestação - CPFL Santa Cruz	Brasil	SP	Paranapanema	Própria
Sede e fábrica - CPFL Serviços	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Manutenção e equipamentos - CPFL Serviços	Brasil	SP	São José do Rio Pardo	Própria
Usina Termelétrica Carioba - CPFL Geração	Brasil	SP	Americana	Própria
Usina Hidrelétrica Cariobinha - CPFL Geração	Brasil	SP	Americana	Própria
Escritório Mococa - CPFL Mococa	Brasil	SP	Mococa	Própria
Subestação - CPFL Mococa	Brasil	MG	Monte Santo de Minas	Própria
Subestação - CPFL Mococa	Brasil	MG	Arceburgo	Própria
SE - Casca - RGE	Brasil	RS	Casca	Própria
SE Triunfo - RGE Sul	Brasil	AC	Triunfo	Própria
SE - Caxias 1 - RGE	Brasil	RS	Caxias do Sul	Própria
SE - Erechim 2 - RGE	Brasil	RS	Erechim	Própria
SE - Antonio Prado - RGE	Brasil	RS	ANTONIO PRADO	Própria

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

<b>Descrição do bem do ativo imobilizado</b>	<b>País de localização</b>	<b>UF de localização</b>	<b>Município de localização</b>	<b>Tipo de propriedade</b>
SE - Parobé - RGE	Brasil	RS	Parobé	Própria
SE - Passo Fundo 1 - RGE	Brasil	RS	Passo Fundo	Própria
SE - São Fco. Paula - RGE	Brasil	RS	São Francisco de Paula	Própria
SE - Santo Augusto - RGE	Brasil	RS	Santo Augusto	Própria
SE - São Luiz Gonzaga - RGE	Brasil	RS	São Luiz Gonzaga	Própria
SE - Soledade - RGE	Brasil	RS	Soledade	Própria
SE - Tapejara 2 - RGE	Brasil	RS	Tapejara	Própria
SE - Vacaria - RGE	Brasil	RS	Vacaria	Própria
SE - Cruz Alta - RGE	Brasil	RS	Cruz Alta	Própria
SE - Constantina - RGE	Brasil	RS	Constantina	Própria
Sede da Empresa - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Campinas	Própria
Subestação - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Campinas	Própria
Escritório de Bauru - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Bauru	Própria
Escritório de Araraquara - subestação - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Araraquara	Própria
SE - Novo Hamburgo - RGE Sul	Brasil	AC	Novo Hamburgo	Própria
Processos Administrativos - RGE Sul	Brasil	AC	São Leopoldo	Própria
SE - Esteio - RGE Sul	Brasil	AC	Esteio	Própria
SE - Agudo - RGE Sul	Brasil	AC	Agudo	Própria
SE - Canudos - RGE Sul	Brasil	AC	Novo Hamburgo	Própria
SE - Bom Princípio - RGE Sul	Brasil	AC	Bom Princípio	Própria
EA - Canoas - RGE Sul	Brasil	AC	Canoas	Própria
SE - São Sebastião do Caí - RGE Sul	Brasil	AC	São Sebastião do Caí	Própria
SE - Dois Irmãos - RGE Sul	Brasil	AC	Dois Irmãos	Própria
SE - Estância Velha - RGE Sul	Brasil	AC	Estância Velha	Própria
SE - Sapucaia do Sul - RGE Sul	Brasil	AC	Sapucaia do Sul	Própria
Escritório de Ribeirão Preto - CPFL PAULISTA	Brasil	SP	Ribeirão Preto	Própria
Escritório Jundiaí - CPFL PIRATININGA	Brasil	SP	JUNDIAI	Própria
Escritório Salto - subestação - CPFL PIRATININGA	Brasil	SP	Salto	Própria
Escritório Sorocaba - subestação - CPFL PIRATININGA	Brasil	SP	Sorocaba	Própria
Usina Hidrelétrica Salto do Pinhal - CPFL Geração	Brasil	SP	Espírito Santo do Pinhal	Própria

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Transmissão Morro Agudo Concessão n° 006/2015	30 anos, a partir de 02/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Geração Serra da Mesa Concessão n° 005/2004	30 anos	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CERAN 14 de Julho, Castro Alves e Monte Claro Concessão nº 008/2001	35 anos, a partir de 03/2001	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Pedra Cheirosa I Energias S.A. - Resolução N° 387	35 anos, a partir de 08/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Pedra Cheirosa II Energias S.A. - Resolução N° 359	35 anos, a partir de 07/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Plano Alto Energia S.A Resolução N°607	30 anos a partir de 11/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	São Domingos Energias Renováveis Ltda. - Resolução N° 5074	30 anos, a partir de 03/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Leste Paulista Concessão n° 018/1999	30 anos, a partir de 07/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.



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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Sul Paulista Concessão nº 019/1999	30 anos, a partir de 07/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Transmissão Piracicaba Concessão nº 003/2013	30 anos, a partir de 02/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Paulista Concessão nº 014/1997	30 anos, a partir de 11/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Piratininga Concessão nº 09/2002	30 anos, a partir de 10/1998	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	RGE Concessão nº 013/1997	30 anos, a partir de 11/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Santa Cruz Concessão nº 021/1999	30 anos, a partir de 07/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Atlântica I Parque Eólica S.A. Portaria N° 134	35 anos a partir de 02/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Jaguari Concessão n° 015/1999	30 anos, a partir de 07/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Mococa Concessão nº 017/1999	30 anos, a partir de 07/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Barra Grande Concessão nº036/2001	35 anos, a partir de 05/2001	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Investco, Luiz Eduardo Magalhães Concessão n° 005/1997	35 anos, a partir de 12/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	ENERCAN , Campos Novos Concessão n° 043/2000	35 anos, a partir de 05/2000	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Foz do Chapecó Concessão nº 128/2001	35 anos, a partir de 11/2001	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Geração, Rio do Peixe I e II ( Pequena central hidrelétrica ) Concessão nº 010/1999	30 anos, a partir de 12/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	N/A
Concessões	CPFL Centrais Geradoras, Santa Alice ( Micro central hidrelétrica )	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Centrais Geradoras, São José ( Micro central hidrelétrica )	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.
Concessões	CPFL Centrais Geradoras, São Sebastião ( Micro central hidrelétrica )	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.
Concessões	CPFL Centrais Geradoras, Turvinho ( Micro central hidrelétricas )	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.



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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, Americana Concessão n° 003/2011	até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Geração, UTE Carioba Concessão n° 015/1997	30 anos, a partir de 11/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Geração, Cariobinha ( Pequena central hidrelétrica ) Concessão n° 015/1997	30 anos, a partir de 11/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Centrais Geradoras, Lavrinha ( Micro central hidrelétrica )	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.
Concessões	CPFL Geração, Macaco Branco ( Pequena central hidrelétrica ) Concessão n° 009/1999	30 anos, a partir de 12/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	N/A

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Centrais Geradoras, Pinheirinho ( Micro central hidrelétrica )	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.
Concessões	CPFL Renováveis, Andorinhas Despacho N° 1990	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.
Concessões	CPFL Renováveis, Buritis Concessão n° 002/2011	até 11/2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, Capão Preto Concessão nº 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Jaguari Concessão nº 004/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, Lençóis Concessão n° 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Monjolinho Concessão n° 004/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, Pinhal Concessão nº 004/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Saltinho Despacho nº 1988	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, Salto Grande Concessão nº003/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Guaporé Portaria nº 1.987/2005	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, São Joaquim Concessão n° 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Socorro Concessão n° 004/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.



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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, Santana Concessão n° 003/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Três Saltos Concessão n° 003/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Epasa - Termelétrica Termoparaíba - Autorização nº2277	35 anos a partir de 12/2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Epasa - Termelétrica Termonordeste - Autorização nº2277	35 anos a partir de 12/2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Aiuruoca Energia S. A Resolução N°357	30 anos a partir de 12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Alto Irani Energia S.A. Resolução N°587	30 anos a partir de 10/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Arvoredo Energia S.A. Resolução N°606	30 anos a partir de 11/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Barra da Paciência Energia S.A. Resolução N°348	30 anos a partir de 12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Cachoeira Grande Energia S.A. Resolução N°540	30 anos a partir de 10/2003	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Cocais Grande Energias S.A., Resolução N°349	30 anos a partir de 12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Corrente Grande Energias S.A. Resolução N°17	30 anos a partir de 01/2000	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Chibarro Concessão n° 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	RGE Sul Concessão nº 012/1997	30 anos, a partir de 11/1997	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Figueirópolis Energética S.A. Resolução N°198	30 anos a partir de 05/2004	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Ludesa Energética S.A. Resolução N°705	30 anos a partir de 12/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Consequência da perda de direitos	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Mata Velha Energética S.A. Resolução N°262	30 anos a partir de 05/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.



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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Ninho da água Energia S.A. Resolução N°370	30 anos a partir de 12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Novo Horizonte Energética S.A. Resolução N°652	30 anos a partir de 11/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Santa Luzia Energética S.A. Resolução N°352	30 anos a partir de 12/2007	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Varginha Energia S.A Resolução N°355	30 anos a partir de 12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Várzea Alegre Energia S.A Resolução N°367	30 anos a partir de 12/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Salto Góes Energia S.A. Resolução N°2510	30 anos a partir de 08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Santa Cruz Energia S.A Resolução N°718	30 anos a partir de 12/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE São Gonçalo Energia S.A Resolução N°13	30 anos a partir de 01/2000	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Bioenergia Resolução N° 2106	30 anos a partir de 09/2009	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Alvorada S.A. Resolução N° 3714	30 anos a partir de 10/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Bio Buriti Resolução N°2643	30 anos a partir de 12/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Coopcana S.A. Resolução N° 3328	30 anos a partir de 02/2012	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Atlântica II Parque Eólico S.A. Portaria N° 148	35 anos a partir de 03/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Atlântica IV Parque Eólico S.A Portaria N° 147	35 anos a partir de 03/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Lacenas Participações Ltda. Resolução N°117	30 anos a partir de 05/1999	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Bio Formosa S.A. Resolução N°259	30 anos a partir de 05/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.



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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Bio Ipê S.A. Resolução N°2375	30 anos a partir de 05/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Paiol Energia S.A. Resolução N°406	30 anos a partir de 08/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Atlântica V Parque Eólico S.A. Portaria N° 168	35 anos a partir de 03/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Bons Ventos Geradora de Energia S.A Resolução N° 093	30 anos a partir de 03/2003	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Campos dos Ventos II Energias Renováveis S.A. Portaria N° 257	35 anos, a partir de 04/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Campos dos Ventos I Energias Renováveis S.A. Resolução N° 3967	30 anos, a partir de 03/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Campos dos Ventos III Energias Renováveis S.A. Resolução N°3968	30 anos a partir de 03/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Campos dos Ventos V Energias Renováveis S.A. Resolução n° 3969	30 anos a partir de 03/2013	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Bons Ventos Geradora de Energia S.A. Resolução N° 680	30 anos a partir de 12/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A. Resolução N°329	30 anos a partir de 06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Costa Branca Energia S.A. Portaria N°585	35 anos a partir de 10/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Bons Ventos Geradora de Energia S.A. Resolução N° 625	30 anos a partir de 11/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Desa Eurus I Portaria N° 264	35 anos a partir de 04/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Diamante Portaria n° 475	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, Dourados Concessão nº 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Eloy Chaves Concessão nº 004/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.



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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, Esmeril Concessão nº 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Bio Pedra S.A. Portaria Nº 129	35 anos a partir de 02/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	CPFL Renováveis, Gavião Peixoto Concessão nº 002/2011	Até novembro de 2027	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	DESA Eurus III S.A. Portaria N°266	35 anos a partir de 04/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Eurus VI Energias Renováveis Ltda. Portaria N°749	35 anos a partir de 08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SIIF Cinco Geração e Comercialização de Energias S.A. Resolução N° 306	30 anos a partir de 06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Eólica Icaraizinho Geração e Comercialização de Energia S.A Resolução N°454	30 anos a partir de 08/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Macacos Energia S.A Portaria N°557	35 anos, a partir de 09/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	DESA Morro dos Ventos I S.A. Portaria N°664	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	DESA Morro dos Ventos II S.A. Portaria N° 373	35 anos, a partir de 06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	DESA Morro dos Ventos III S.A. Portaria N° 685	35 anos, a partir de 08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	DESA Morro dos Ventos IV S.A. Portaria N° 686	35 anos, a partir de 08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	DESA Morro dos Ventos VI S.A. Portaria N° 663	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	DESA Morro dos Ventos IX S.A. Portaria N° 665	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Eólica Paracuru Geração e Comercialização de Energia S.A. Resolução N° 460	30 anos, a partir de 08/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Pedra Preta Energia S.A. Portaria N° 584	35 anos, a partir de 10/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.



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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara I Energias Renováveis Ltda. Portaria N° 609	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Eólica Formosa Geração e Comercialização de Energia S.A. Resolução N° 307	30 anos a partir de 06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara III Energias Renováveis Ltda. Portaria N°610	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Santa Clara II Energias Renováveis Ltda. Portaria N°683	35 anos, a partir de 08/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Clara IV Energias Renováveis Ltda. Portaria N°672	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE Boa Vista II Portaria nº 502	35 anos, a partir de 11/2015	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	SPE Juremas Energias S.A Portaria N° 556	35 anos a partir de 09/2011	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Santa Úrsula Energias Renováveis Ltda. Resolução N° 4591	30 anos, a partir de 03/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Rosa dos Ventos Geração e Comercialização de Energia S.A. Resolução N° 340	30 anos a partir de 06/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Santa Clara V Energias Renováveis Ltda. Portaria N° 838	35 anos, a partir de 10/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Bons Ventos Geradoras de Energia S.A. Resolução N° 778	30 anos, a partir de 12/2002	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Santa Clara VI Energias Renováveis Ltda. Portaria N°670	35 anos, a partir de 07/2010	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Santa Mônica Energias Renováveis Ltda. Resolução N°4592	30 anos, a partir de 04/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	CPFL Renováveis, Pirapó Despacho n° 1989	-	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público. Nos casos de outorga, na modalidade de Registro, ficam as centrais geradoras hidrelétricas com capacidade instaladas inferior a 1.000 kW também sujeitas à imposição de penalidades pelo não cumprimento da regulamentação superveniente.	N/A.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	São Benedito Energias Renováveis S.A Resolução N° 4563	30 anos a partir de 03/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	Ventos de Santo Dimas Energias Renováveis Ltda. Resolução N° 4562	30 anos, a partir de 03/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.



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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Concessões	Ventos de São Martinho Energias Renováveis Ltda. Resolução N° 4572	30 anos, a partir de 03/2014	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.
Concessões	SPE CPFL Solar I Energias S.A. OF.ANEEL No. 961/2012	Indeterminado	A ANEEL pode impor penalidades em função do não cumprimento de qualquer disposição existente nos atos de outorga de concessão ou de autorização celebrados. Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir qualquer concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.	Advertências; multas por inadimplemento, que podem ser aplicadas até o limite de 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão / autorização, ou, caso a concessão / autorização em questão não esteja operacional, 2,0% do valor estimado da energia que seria gerada no período de doze meses anterior à ocorrência do inadimplemento; embargo à construção de novas instalações e equipamentos; restrições à operação das instalações e equipamentos existentes; intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora. Para mais informações, vide item 4.1.d deste Formulário de Referência – “Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nossos contratos de concessão, autorizações ou permissões, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento das nossas concessões ou autorizações”.



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

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
31/12/2014	2,340000	0,000000	21.744.000,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Ltda. ("CPFL Meridional")	04.785.914/0001-66	-	Controlada	Brasil	AL		Comercializadora de Energia Elétrica	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
31/12/2016	409,430000	0,000000	0,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	328.000,00		
31/12/2015	-341,670000	0,000000	0,00					
31/12/2014	-380,000000	0,000000	516.000,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
Companhia Energética Rio das Antas - CERAN	04.237.975/0001-99	-	Controlada	Brasil	AL		Geradora de Energia Elétrica	65,000000
				<b>Valor mercado</b>				
31/12/2016	12,570000	0,000000	11.463.000,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	489.765.000,00		
31/12/2015	9,240000	0,000000	5.798.000,00					
31/12/2014	-0,870000	0,000000	32.853.000,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	53.859.112/0001-69	-	Controlada	Brasil	MS		Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
31/12/2016	6,080000	0,000000	1.291.000,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	30.255.000,00		
31/12/2015	11,290000	0,000000	806.000,00					
31/12/2014	10,170000	0,000000	10.752.000,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								

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

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
Companhia Jaguari Geração de Energia ("CPFL Jaguari Geração")	07.137.154/0001-79	-	Controlada	Brasil	SP	Canoas	Geradora de energia elétrica	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
<b>31/12/2016</b>	5,550000	0,000000	4.288.000,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	45.099.000,00		
<b>31/12/2015</b>	23,190000	0,000000	998.000,00					
<b>31/12/2014</b>	-28,270000	0,000000	9.683.000,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	61.015.582/0001-74	-	Controlada	Brasil	SP	Canoas	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
<b>31/12/2016</b>	14,150000	0,000000	9.242.000,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	52.853.000,00		
<b>31/12/2015</b>	21,630000	0,000000	0,00					
<b>31/12/2014</b>	-37,160000	0,000000	39.587.000,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	52.503.802/0001-18	-	Controlada	Brasil	SP	Canoas	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
<b>31/12/2016</b>	15,810000	0,000000	7.991.000,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	33.824.000,00		
<b>31/12/2015</b>	11,210000	0,000000	0,00					
<b>31/12/2014</b>	-23,090000	0,000000	32.881.000,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	61.116.265/0001-44	-	Controlada	Brasil	MS		Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				

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

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emissor (%)
<b>Exercício social</b>	<b>Valor contábil - variação %</b>	<b>Valor mercado - variação %</b>	<b>Montante de dividendos recebidos (Reais)</b>		<b>Data</b>	<b>Valor (Reais)</b>		
31/12/2016	7,150000	0,000000	40.009.000,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	140.520.000,00		
31/12/2015	-0,910000	0,000000	0,00					
31/12/2014	31,900000	0,000000	26.007.000,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	33.050.196/0001-88	382-4	Controlada	Brasil	MS		Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
31/12/2016	-21,370000	0,000000	948.624.000,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	1.063.400.000,00		
31/12/2015	85,710000	0,000000	425.400.000,00					
31/12/2014	-38,610000	0,000000	424.751.000,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	04.172.213/0001-51	1927-5	Controlada	Brasil	SP	Guarei	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
31/12/2016	-33,830000	0,000000	267.647.000,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	355.755.000,00		
31/12/2015	12,090000	0,000000	0,00					
31/12/2014	24,720000	0,000000	246.693.000,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	60.855.608/0001-20	-	Controlada	Brasil	SP	Canoas	Distribuidora de energia elétrica	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
31/12/2016	6,630000	0,000000	0,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	58.895.000,00		
31/12/2015	24,470000	0,000000	0,00					
31/12/2014	-13,720000	0,000000	39.883.000,00					

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

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimentos Ltda. ("CPFL Atende")	09.606.475/0001-09	-	Controlada	Brasil	SP	Pirajú	Serviços de teleatendimento	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
31/12/2016	-1,280000	0,000000	3.382.000,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	17.150.000,00		
31/12/2015	-0,700000	0,000000	7.899.000,00					
31/12/2014	27,280000	0,000000	5.006.000,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
CPFL Brasil Varejista S.A.	22.141.909/0001-00	-	Controlada	Brasil	SP	Guareí	Comercializadora de Energia Elétrica	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
31/12/2016	-16,020000	0,000000	0,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	3.454.000,00		
31/12/2015	41030,000000	0,000000	0,00					
31/12/2014	100,000000	0,000000	0,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
CPFL Centrais Geradoras Ltda ("CPFL Centrais Geradoras")	17.578.855/0001-05	-	Controlada	Brasil	MS		Geradora de energia elétrica	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
31/12/2016	-22,600000	0,000000	4.740.000,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	15.459.000,00		
31/12/2015	-11,000000	0,000000	1.720.000,00					
31/12/2014	39,890000	0,000000	3.776.000,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								

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

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	04.973.790/0001-42	-	Controlada	Brasil	SP	Guareí	Comercializadora de energia elétrica	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
<b>31/12/2016</b>	110,610000	0,000000	1.601.000,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	109.054.000,00		
<b>31/12/2015</b>	-20,960000	0,000000	52.599.000,00					
<b>31/12/2014</b>	89,860000	0,000000	106.464.000,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
CPFL Comercialização Cone Sul S.A.	02.190.883/0001-75	-	Controlada	Brasil	SP		Comercializadora de energia elétrica	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
<b>31/12/2016</b>	6,740000	0,000000	0,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	285.000,00		
<b>31/12/2015</b>	-9,800000	0,000000	0,00					
<b>31/12/2014</b>	-11,900000	0,000000	0,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
CPFL Eficiência Energética S.A. ("CPFL ESCO")	18.710.670/0001-67	-	Controlada	Brasil	MS		Serviço de gestão em eficiência energética.	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
<b>31/12/2016</b>	-6,810000	0,000000	0,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	61.543.000,00		
<b>31/12/2015</b>	-83,870000	0,000000	380.000,00					
<b>31/12/2014</b>	100,000000	0,000000	0,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
CPFL GD S.A. ("CPFL GD")	23.842.913/0001-50	-	Controlada	Brasil	MS		Serviços na área de geração de energia	100,000000
				<b>Valor mercado</b>				
<b>31/12/2016</b>	-40,000000	0,000000	0,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	6.000,00		

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

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
31/12/2015	100,000000	0,000000	0,00					
31/12/2014	0,000000	0,000000	0,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	03.953.509/0001-47	1895-3	Controlada	Brasil	SP	Guareí	Geradora de energia elétrica	100,000000
<b>Valor mercado</b>								
31/12/2016	-0,530000	0,000000	110.532.000,00	<b>Valor contábil</b> 31/12/2016	2.158.384.000,00			
31/12/2015	6,620000	0,000000	0,00					
31/12/2014	-3,850000	0,000000	278.653.000,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
CPFL Jaguariúna S.A. ("CPFL Jaguariúna")	02.150.569/0001-69	-	Controlada	Brasil	MS		Holding	100,000000
<b>Valor mercado</b>								
31/12/2016	50225,590000	0,000000	0,00	<b>Valor contábil</b> 31/12/2016	1.256.161.000,00			
31/12/2015	-2,230000	0,000000	0,00					
31/12/2014	1,640000	0,000000	0,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	02.150.562/0001-47	-	Controlada	Brasil	SP	Canoas	Comercializadora de energia elétrica.	100,000000
<b>Valor mercado</b>								
31/12/2016	4,900000	0,000000	2.835.000,00	<b>Valor contábil</b> 31/12/2016	2.101.000,00			
31/12/2015	22,680000	0,000000	1.002.000,00					
31/12/2014	-1519,390000	0,000000	5.591.000,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								



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

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
<b>Exercício social</b>	<b>Valor contábil - variação %</b>	<b>Valor mercado - variação %</b>	<b>Montante de dividendos recebidos (Reais)</b>		<b>Data</b>	<b>Valor (Reais)</b>		
CPFL Renováveis S.A.	08.439.659/0001-50	2054-0	Controlada	Brasil	MS		Geradora de Energia Elétrica	51,600000
					<b>Valor mercado</b> 31/12/2016	3.036.463.460,31		
<b>31/12/2016</b>	-3,640000	1,650000	0,00		<b>Valor contábil</b> 31/12/2016	2.076.844.000,00		
<b>31/12/2015</b>	-1,290000	-1,710000	0,00					
<b>31/12/2014</b>	4,100000	-12,690000	0,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	58.635.517/0001-37	-	Controlada	Brasil	SP	Novo Hamburgo	Prestadora de serviços em atividades de comercialização de energia	100,000000
					<b>Valor mercado</b>			
<b>31/12/2016</b>	1276,570000	0,000000	0,00		<b>Valor contábil</b> 31/12/2016	97.968.000,00		
<b>31/12/2015</b>	-69,070000	0,000000	7.683.000,00					
<b>31/12/2014</b>	-70,140000	0,000000	0,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	12.116.119/0001-03	-	Controlada	Brasil	SP	Guarei	Prestação e exploração de serviço na área de telecomunicação.	100,000000
					<b>Valor mercado</b>			
<b>31/12/2016</b>	43,180000	0,000000	0,00		<b>Valor contábil</b> 31/12/2016	-19.302.000,00		
<b>31/12/2015</b>	-11489,830000	0,000000	0,00					
<b>31/12/2014</b>	-77,640000	0,000000	0,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda ("CPFL Total")	12.116.118/0001-69	-	Controlada	Brasil	MS		Serviços de assessoria administrativa de arrecadação e cobranças, e outros.	100,000000
					<b>Valor mercado</b>			
<b>31/12/2016</b>	38,330000	0,000000	10.767.000,00		<b>Valor contábil</b> 31/12/2016	27.570.000,00		

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

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
Exercício social	Valor contábil - variação %	Valor mercado - variação %	Montante de dividendos recebidos (Reais)	Data	Valor (Reais)			
31/12/2015	-18,380000	0,000000	4.734.000,00					
31/12/2014	16,870000	0,000000	7.999.000,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	17.079.395/0001-62	-	Controlada	Brasil	MS		Transmissora de energia elétrica	100,000000
<b>Valor mercado</b>								
31/12/2016	18,110000	0,000000	0,00	31/12/2016	95.173.000,00	<b>Valor contábil</b>		
31/12/2015	441,180000	0,000000	0,00					
31/12/2014	9696,050000	0,000000	0,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
CPFL Transmissora Morro Agudo S.A.	21.986.001/0001-27	-	Controlada	Brasil	SP	Guarei	Transmissora de energia elétrica	100,000000
<b>Valor mercado</b>								
31/12/2016	100,000000	0,000000	0,00	31/12/2016	7.340.000,00	<b>Valor contábil</b>		
31/12/2015	100,000000	0,000000	0,00					
31/12/2014	0,000000	0,000000	0,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
Foz do Chapeco Energia S/A	04.591.168/0001-70	-	Coligada	Brasil	SC	Florianópolis	Geradora de Energia Elétrica	51,000000
<b>Valor mercado</b>								
31/12/2016	19,630000	0,000000	0,00	31/12/2016	537.146.000,00	<b>Valor contábil</b>		
31/12/2015	12,270000	0,000000	0,00					
31/12/2014	2,340000	0,000000	0,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								

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

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
<b>Exercício social</b>	<b>Valor contábil - variação %</b>	<b>Valor mercado - variação %</b>	<b>Montante de dividendos recebidos (Reais)</b>		<b>Data</b>	<b>Valor (Reais)</b>		
Nect Serviços Administrativos Ltda ("Nect")	08.971.542/0001-13	-	Controlada	Brasil	MS		Prestação de serviços administrativos	100,000000
<b>Valor mercado</b>								
<b>31/12/2016</b>	-36,000000	0,000000	18.155.000,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	10.295.000,00		
<b>31/12/2015</b>	70,080000	0,000000	10.780.000,00					
<b>31/12/2014</b>	57,660000	0,000000	11.256.000,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
Paulista Lajeado Energia S.A.	03.491.603/0001-21	-	Controlada	Brasil	SP	Canoas	Geradora de Energia Elétrica	59,930000
<b>Valor mercado</b>								
<b>31/12/2016</b>	8,480000	0,000000	2.839.000,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	38.465.000,00		
<b>31/12/2015</b>	27,710000	0,000000	7.000.000,00					
<b>31/12/2014</b>	-32,940000	0,000000	9.490.000,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul")	02.016.440/0001-62	1652-7	Controlada	Brasil	RS		Distribuidora de energia elétrica	100,000000
<b>Valor mercado</b>								
<b>31/12/2016</b>	100,000000	0,000000	0,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	1.553.666.000,00		
<b>31/12/2015</b>	0,000000	0,000000	0,00					
<b>31/12/2014</b>	0,000000	0,000000	0,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
Rio Grande Energia S.A. ("RGE")	02.016.439/0001-38	1653-5	Controlada	Brasil	AL		Distribuidora de energia elétrica	100,000000
<b>Valor mercado</b>								
<b>31/12/2016</b>	2,120000	0,000000	172.432.000,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	1.614.320.000,00		

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

Denominação Social	CNPJ	Código CVM	Tipo sociedade	País sede	UF sede	Município sede	Descrição das atividades desenvolvidas	Participação do emisor (%)
<b>Exercício social</b>	<b>Valor contábil - variação %</b>	<b>Valor mercado - variação %</b>	<b>Montante de dividendos recebidos (Reais)</b>		<b>Data</b>	<b>Valor (Reais)</b>		
31/12/2015	21,540000	0,000000	113.012.000,00					
31/12/2014	3,680000	0,000000	0,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
Sul Geradora Participações Ltda.	02.689.862/0001-07	-	Controlada	Brasil	MS		Comercializadora de energia elétrica	99,950000
<b>Valor mercado</b>								
31/12/2016	37,690000	0,000000	0,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	-81.000,00		
31/12/2015	-41,300000	0,000000	0,00					
31/12/2014	-4500,000000	0,000000	0,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								
TI Nect Serviços de Informática ("Authi")	21.114.494/0001-05	-	Controlada	Brasil	MS		Prestação de serviços de tecnologia da informação.	100,000000
<b>Valor mercado</b>								
31/12/2016	778,700000	0,000000	2.537.000,00	<b>Valor contábil</b>	31/12/2016	16.810.000,00		
31/12/2015	100,000000	0,000000	0,00					
31/12/2014	100,000000	0,000000	0,00					
<b>Razões para aquisição e manutenção de tal participação</b>								
-								

## 9.2 - Outras informações relevantes

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

#### **Item 9.1(a)**

Os ativos imobilizados da controlada indireta CPFL Renováveis S.A. estão apresentados no item 9.1(a) de seu Formulário de Referência.

#### **Item 9.1(b)**

Com relação às nossas subsidiárias de distribuição CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista, a Lei nº 12.783/13 determinou que esse tipo de concessão de distribuição pode ser renovado, sujeito a certas condições, por um prazo adicional de até 30 anos. Nesse contexto, nós requeremos a renovação dessas concessões em 2014 e, em 9 de novembro de 2015, o MME proferiu decisão prorrogando as concessões para julho de 2045. Os aditamentos relativos às renovações foram assinados em 9 de dezembro de 2015. Uma vez que as referidas prorrogações foram concedidas já sob a vigência das novas leis e regulamentações sobre concessões de distribuição, as concessões estão agora sujeitas aos atuais padrões e metas estabelecidos pelas autoridades brasileiras.

A CPFL Sul Centrais é uma Produtora Independente com capacidade de geração de menos de 5.000 kW, portanto, possui autorização regulatória ao invés de contrato de concessão. Temos direito contratual a 51,54% da Energia Assegurada desta instalação nos termos de um contrato de 30 anos, que vence em 2028. A concessão para a Serra da Mesa, detida por Furnas, foi prorrogada até 12 de novembro de 2039. Em 27 de abril de 2012 o MME publicou a Portaria nº 262 aprovando a renovação da concessão da usina de Serra da Mesa.

As instalações Macaco Branco e Rio do Peixe II, da CPFL Geração, são projetos hidrelétricos com Capacidade Instalada superior a 5.000 kW que foram concedidos através de um processo junto às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, anteriormente às mudanças introduzidas pela Lei no. 13.360/2016. Nos termos da Lei no. 13.360/2016, somente as usinas hidrelétricas com capacidade superior a 50.000 kW necessitam, atualmente, de uma concessão; aquelas com capacidade entre 5.000 kW e 50.000 kW estão sujeitas a uma autorização da ANEEL; e aquelas com capacidade equivalente ou inferior a 5.000 kW somente necessitam de um registro junto à ANEEL, ao invés de uma concessão ou autorização.

As micro centrais hidrelétricas Lavrinhas, Pinheirinho, Santa Alice, São José, São Sebastião e Turvinho da CPFL Centrais Geradoras, bem como as pequenas centrais hidrelétricas Andorinhas, Buritis, Guaporé, Manjolinho, Pirapó, Saltinho, Três Saltos e Santa Luzia Alto da CPFL Renováveis são projetos hidrelétricos com Capacidade Instalada igual ou inferior a 5.000 kW que estão registrados juntos às autoridades regulatórias e ao administrador das concessões de energia elétrica, mas que não exigem processos de concessão ou autorização para operar, portanto não possuem prazo de duração.

A SPE CPFL Solar I Energia S.A. é uma usina com capacidade reduzida, isenta de concessão do poder concedente, necessitando apenas de registro junto ao poder concedente (ANEEL).

As Pequenas Centrais Hidrelétricas Aiuruoca, Cachoeira Grande, Santa Cruz e Santa Luzia Alto da CPFL Renováveis estão em fase de preparação. A Pequena Central Hidrelétrica Boa Vista II está em fase de construção.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

### 10. Comentários dos Diretores

#### 10.1 Os diretores devem comentar sobre:

As demonstrações financeiras consolidadas de 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

O ano de 2016 foi marcado por grandes mudanças para a CPFL Energia. Após três meses de transição, Andre Dorf assumiu a presidência do Grupo no dia 1º de julho, em substituição a Wilson Ferreira Junior, com a missão de liderar a nova fase de crescimento e assegurar que processos e sistemas se tornem cada vez mais simples e eficientes, garantindo maior agilidade à empresa, a fim de enfrentar desafios e aproveitar as oportunidades de crescimento e geração de valor.

Em 31 de outubro, a CPFL Energia retomou o processo de consolidação do setor elétrico com a conclusão da aquisição da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (“AES Sul”), que passou a se chamar RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“RGE Sul”), uma distribuidora que atende aproximadamente de 1,3 milhão de clientes em 118 municípios do Rio Grande do Sul. Com esse passo, a CPFL Energia ampliou sua escala e presença naquele estado, atendendo 382 municípios e alcançando um *market share* de 65%. No Brasil, a CPFL Energia passou a deter fatia superior a 14% no segmento de distribuição, atendendo cerca de 9 milhões de clientes em 9 concessionárias nas regiões Sul e Sudeste. A gestão da CPFL na RGE Sul se iniciou no dia 1º de novembro e os planos contemplam investimentos da ordem de R\$ 1 bilhão no período 2017-2019, visando implantar o padrão CPFL na prestação de serviços e cumprir o plano de melhoria estabelecido pela ANEEL.

Ainda em 2016, no início de julho, a CPFL Energia foi informada por um de seus acionistas controladores, a Camargo Corrêa S.A., que esta havia recebido e aceitado proposta da State Grid Corporation of China (“State Grid”) para aquisição de sua participação no bloco de controle da Companhia pelo valor de R\$25,00 por ação. No dia 2 de setembro, foi assinado o contrato definitivo de compra e venda de ações (SPA) entre State Grid e Camargo Corrêa. Em seguida, a proposta foi estendida aos demais acionistas controladores que, ao longo do mês de setembro, decidiram alienar suas participações em conjunto com a Camargo Corrêa.

A referida transação passou por todas as aprovações cabíveis e foi concluída no dia 23 de janeiro de 2017, quando a State Grid se tornou acionista controlador da CPFL Energia, com participação acionária de 54,64%. Em virtude do fechamento da transação que resultou na alienação direta do controle da CPFL Energia, e na consequente alienação indireta do controle da CPFL Energias Renováveis S.A. (CPFL Renováveis), e em atendimento à regulamentação aplicável, a State Grid irá realizar ofertas públicas para aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas remanescentes da CPFL Energia e da CPFL Renováveis. Conforme informado nos Fatos Relevantes divulgados por ambas as companhias em 23 de fevereiro de 2017, a State Grid realizou os protocolos de documentação relativa às respectivas OPAs Unificadas perante a CVM, no dia 22 de fevereiro de 2017; o registro agora está sob análise da CVM.

Em meio a essas mudanças, a CPFL Energia seguiu sua trajetória de crescimento. Em 2016, novos projetos de energia renovável entraram em operação: em maio, foi a vez da PCH Mata Velha, com 24 MW de capacidade instalada, enquanto os Complexos Eólicos Campo dos Ventos e São Benedito tiveram sua entrada gradual ao longo do ano, com obras encerradas em dezembro, totalizando 231 MW de capacidade instalada.

Ainda no segmento de geração, no tema do risco hidrológico (GSF), foi concluída a repactuação da usina de Baesa (Energética Barra Grande Energia), protegendo-a de 100% dos efeitos do GSF até o final dos contratos regulados. Isso gerou um ganho de R\$ 5 milhões no resultado de participação

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

societária da Companhia em 2016. As demais usinas já haviam sido repactuadas em 2015. A estratégia de repactuar esse risco teve por objetivo devolver a previsibilidade e estabilidade dos fluxos de caixa dos geradores hidrelétricos.

No segmento de distribuição, a Companhia continuou impactada pela retração econômica, que afetou o consumo na área de concessão. A despeito da aquisição da RGE Sul a partir de novembro, o mercado faturado na área de concessão do Grupo CPFL registrou queda de 1,0%. Desconsiderando o efeito da aquisição da RGE Sul, a redução seria de 3,5%, com quedas de 0,7%, 3,7% e 7,6% respectivamente para as classes residencial, comercial e industrial. O cenário macroeconômico desfavorável também influenciou os níveis de inadimplência, exigindo que a Companhia fortalecesse suas ações de cobrança, incrementando em mais de 50% o número de cortes, cobranças e negativas, entre outras ações.

No âmbito financeiro, é importante destacar a redução na alavancagem, que chegou a um patamar de 3,21x dívida líquida/EBITDA ao final de 2016, refletindo não somente melhores resultados, mas também a consistente monetização de ativos financeiros setoriais ao longo do ano. Em dezembro, as distribuidoras do Grupo, incluindo a RGE Sul, acumulavam um passivo financeiro setorial de R\$ 891 milhões, reflexo dos reajustes tarifários e da redução de custos com compra de energia e encargos verificados ao longo de 2016. Em sentido contrário, a aquisição da RGE Sul pressionou esse indicador.

Cabe ressaltar ainda que seis das nove distribuidoras – CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari – já se encontram no 4º ciclo de Revisão Tarifária, auferindo benefícios relacionados aos investimentos realizados no ciclo anterior e às melhores condições oferecidas no novo ciclo. Ainda a respeito de tarifas, foi aplicada bandeira verde em grande parte do ano de 2016, o que contribuiu para menores tarifas, após as fortes elevações de 2015.

A sobrecontratação das distribuidoras brasileiras, tema regulatório de grande importância, foi amplamente discutida pelos agentes em 2016 e muitos avanços já foram obtidos. Diversas medidas foram tomadas para mitigação de sobras e definição de seu caráter involuntário, tais como o tratamento de sobras involuntárias decorrentes de quotas, a viabilização de acordos bilaterais entre geradores e distribuidoras, o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit - MCSD de energia nova e as mudanças nas regras dos leilões.

A Lei no. 13.360/2016 também implantou mudanças importantes para o setor, com impactos e oportunidades para os diferentes segmentos de negócio. A segurança de um marco regulatório sólido é fundamental para que haja uma retomada de investimentos e crescimento sustentável no longo prazo.

No final de 2016, a dívida financeira bruta (incluindo derivativos) da companhia atingiu R\$ 21.358 milhões, apresentando um aumento de 9,6%. As disponibilidades totalizaram R\$ 6.165 milhões, um aumento de 8,5%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 15.193 milhões, registrando um aumento de 10,0%. Comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 3,68, um aumento de 10,5% em relação a 2015 (reapresentado). O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios do Grupo, por exemplo, o financiamento dos projetos greenfield na CPFL Renováveis.

Os índices de Liquidez Corrente e Liquidez Geral da companhia foram respectivamente de 1,26 e 0,63 ao final de 2016 (reduções de 3,9% e 7,7% em relação a 2015, respectivamente). Este resultado foi obtido majoritariamente devido à liquidação do ativo financeiro setorial circulante de R\$ 1.464 milhões e à constituição de passivo financeiro setorial circulante de R\$ 597 milhões no exercício (para maiores detalhes sobre as variações patrimoniais, ver item 10.1.c).

Em 2016 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,085, redução de 1,9% em relação a 2015 (reapresentado). O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 879 milhões, com aumento de 0,4% (R\$ 3,8 milhões), compreendendo a redução de 0,4% no EBITDA (R\$ 17,6 milhões), aliada a um aumento de 3,2% nas despesas financeiras líquidas (R\$ 45,6 milhões) e de 0,8% nas despesas com depreciação e amortização (R\$ 10,7 milhões), compensada por uma redução de 13,4% nas despesas com impostos sobre a renda (R\$ 77,7 milhões). Para maiores detalhes sobre as variações no resultado da Companhia, ver Variação da Demonstração do Resultado no item 10.1.h.

A diretoria entende que a Companhia apresenta atualmente (e também apresentou nos três últimos

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

Nesse momento de transição para a Companhia e o setor, a chegada da State Grid fortalece a estratégia de crescimento da CPFL Energia, assim como seu protagonismo no setor elétrico brasileiro. A State Grid traz a confiança de que a CPFL irá reforçar sua posição de liderança nos segmentos de distribuição, recursos renováveis e comercialização no Brasil. Sua sólida situação financeira fortalece o perfil de crédito do Grupo e amplia possibilidades de financiamento para novos projetos e aquisições. Temos, portanto, uma plataforma de negócios preparada para aproveitar as novas oportunidades do mercado.

### ▪ 2015

O ano de 2015 se provou um dos mais desafiadores da história da CPFL Energia. Porém, ao traçarmos um paralelo da situação que o setor elétrico enfrentava no início de 2015 com o seu atual panorama, é notória a evolução alcançada ao longo do último ano.

No começo do ano de 2015, o risco de racionamento era iminente. Com um período úmido onde a Energia Natural Afluente (ENA) no Sistema Interligado Nacional (SIN) atingiu apenas 71% da média de longo termo (MLT), os reservatórios do SIN chegaram ao final de abril com 35% de sua capacidade. A recuperação veio com uma ENA de 113% da MLT no período seco, aliada à queda da carga no Brasil de 1,7% no ano de 2015. Agora, no começo de 2016, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) calculou o risco de racionamento em 0% trazendo uma preocupação a menos aos agentes do setor.

No campo regulatório, os avanços foram significativos. As distribuidoras de energia começaram o ano com a ameaça de desequilíbrios de caixa, sem poder contar com os recursos da conta ACR ou aportes do Tesouro, que antes subsidiavam as tarifas. No entanto, a ANEEL autorizou uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), implementada em 1º de Março de 2015, que aliviou parte dos incrementos nos custos de Parcela A (não-gerenciáveis) das Distribuidoras. A Parcela A estava pressionada em especial pelo aumento na CDE, um encargo setorial que foi reajustado de forma significativa no início de 2015. Outro mecanismo implementado no início do ano foi o de Bandeiras Tarifárias, instrumento de reação mais imediata que permite acionar uma cobrança adicional nas tarifas para cobrir custos de geração térmica e exposição das distribuidoras ao PLD (risco hidrológico, ESS e exposição involuntária). Mesmo assim, o descasamento de caixa continuou e o grupo CPFL Energia chegou a registrar um acúmulo de CVAs da ordem de R\$ 1,9 bilhão no final do 3T15, quase o equivalente a um ano de geração de caixa de suas distribuidoras de energia. No 4T15, esse cenário de acúmulo de ativos regulatórios começou a ser revertido, dando um alívio ao capital de giro da Companhia, que encerrou 2015 com cerca de R\$1,7 bilhão em CVAs acumuladas.

Apesar de essencial para mitigar os descasamentos no fluxo de caixa das distribuidoras, o "Realismo Tarifário" que permitiu os reajustes nos preços de energia, aliado à deterioração no cenário macroeconômico, levou a uma retração nas vendas de energia, que registraram uma queda consolidada de 4,0% no ano, sendo 2,0% a queda na classe residencial, 1,0% na classe comercial e 6,9% na classe industrial.

Começamos o ano também com indefinições quanto à renovação das concessões de distribuição, cujas condições não haviam sido definidas na MP579/2012, que tratou apenas dos empreendimentos de Geração e Transmissão. Durante o ano, a ANEEL endereçou o tema e estabeleceu parâmetros de sustentabilidade econômico-financeira e qualidade que são fundamentais para garantir um serviço adequado ao consumidor. Em 8 de dezembro de 2015, assinamos os novos contratos de cinco Distribuidoras que passaram por esse processo e garantiram a extensão de suas concessões por mais 30 anos: CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari.



## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Outro avanço importante de 2015 foi a conclusão da AP23/2014, que tratava das metodologias de Revisão Tarifária das Distribuidoras. A maior parte das metodologias foi publicada ainda no 1T15, como o WACC regulatório e itens como Custos Operacionais, Outras Receitas, Perdas, Procedimentos Gerais e Outros. Em dezembro, as metodologias para o tratamento da Base de Remuneração Regulatória foram publicadas, finalizando então o processo. A primeira empresa do grupo a passar pelo 4º ciclo de Revisão Tarifária foi a CPFL Piratininga, cujo evento tarifário se deu em 23 de Outubro de 2015. O avanço obtido com as novas condições permitiu à CPFL Piratininga um incremento de 5,31% em sua Parcela B (Parcela que remunera o Investimento, cobre os custos operacionais e o custo dos Investimentos). O aumento médio de tarifa da CPFL Piratininga foi de 21,11%.

Por fim, a repactuação do risco hidrológico dos geradores hidrelétricos (GSF) também foi um avanço para o setor, conquistado ao longo de 2015 após quatro rodadas de Audiência Pública. Além do impacto das condições hidrológicas desfavoráveis, a geração hidrelétrica começou a ser reduzida também por fatores não previstos e alheios ao controle das usinas hidrelétricas, como o despacho térmico fora da ordem de mérito e o crescimento da capacidade de energia de reserva, composta basicamente por energia eólica, uma fonte não despachável. Tais condições vinham impactando negativamente o balanço dos geradores desde o final de 2013. As usinas receberam então a possibilidade de pagar um prêmio para repactuar esse risco. A CPFL Energia optou por aderir à repactuação de seus contratos elegíveis no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), na modalidade SP100, protegendo-se de 100% do GSF até o final dos contratos. A repactuação do risco hidrológico devolve a previsibilidade e a estabilidade dos fluxos de caixa aos geradores hidrelétricos.

No final de 2015, a dívida financeira bruta (incluindo a posição líquida dos derivativos) da companhia atingiu R\$ 19.489 milhões, apresentando um aumento de 5,0%. As disponibilidades totalizaram R\$ 5.683 milhões, um aumento de 30,4%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 13.806 milhões, registrando uma queda de 2,8%. Comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 3,68, uma redução de 2,5% em relação a 2014. O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios do Grupo, por exemplo, o financiamento dos projetos *greenfield* na CPFL Renováveis.

Os índices de Liquidez Corrente e Liquidez Geral da companhia foram respectivamente de 1,31 e 0,69 ao final de 2015 (aumentos de 5,7% e 10,9% em relação a 2014, respectivamente). Este resultado foi obtido majoritariamente devido a um aumento no saldo de disponibilidades de R\$ 1.325 milhões (ver os motivos descritos no item 10.1.c).

Em 2015 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,086, redução de 8,4% em relação a 2014. O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 875 milhões, com redução de 1,3% (R\$ 11 milhões), refletindo principalmente a redução de 0,3% no EBITDA (R\$ 11 milhões). Os motivos desta variação estão descritos na Variação da Demonstração do Resultado no item 10.1.h.

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.

Apesar das melhorias obtidas em 2015, é importante sempre destacar a necessidade de mais avanços nas questões regulatórias para que sejam gerados incentivos para a retomada da capacidade de investimentos do setor elétrico.

### ▪ 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.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Além do impacto no fluxo de caixa das distribuidoras, a alta no PLD também teve um efeito nocivo na demanda de energia, já que desestimulou parte da indústria, que já sofria com o cenário macroeconômico adverso, a produzir, devido à alta no custo de energia. A combinação desses dois efeitos foi uma queda de 3,4% no consumo industrial ao longo do ano na área de concessão das oito distribuidoras do grupo CPFL Energia. Por outro lado, a baixa tensão continuou apresentando significativo crescimento no consumo, puxada pelas altas temperaturas do início do ano e resultando em incremento de 7,0% para a classe residencial e 7,9% para a classe comercial, mesmo com os efeitos da crise hídrica, que causaram diminuição no ritmo de crescimento na segunda metade do ano. No consolidado, o consumo na área de concessão cresceu 2,6% em 2014.

No âmbito regulatório, ocorreram vários avanços. A Audiência Pública nº 54/2014 foi concluída com a proposta da redução do preço-teto do PLD para R\$ 388,48/MWh, com a adoção da térmica Macaé como referência e também ficou definido o aumento do piso do PLD para R\$ 30,26/MWh. Além disso, os custos do Encargo de Serviços do Sistema (ESS) continuaram a ser rateados entre os consumidores de energia.

As discussões ao redor do 4º ciclo de revisão tarifária das distribuidoras progrediram com a abertura da segunda fase da Audiência Pública nº 23/2014, que tratou de itens como Custos Operacionais, Outras Receitas, Perdas, Procedimentos Gerais e outros. É importante destacar avanços por parte do regulador, como a proposta do reconhecimento de um adicional de remuneração para as Obrigações Especiais das distribuidoras entre outros.

O custo médio ponderado de capital das distribuidoras, o WACC, foi definido para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária em 8,09% e será implementado para as concessionárias de distribuição com revisão até dezembro de 2017. Após essa data, as séries históricas serão atualizadas para as empresas com revisões a partir de janeiro de 2018, caso da RGE e CPFL Paulista, do grupo CPFL Energia.

Fato que deve ser comemorado também é a aprovação pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), no início de dezembro, do reconhecimento de ativos e passivos que até 2013 eram denominados "ativos e passivos regulatórios" nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica. A medida, um antigo pleito do setor, permitirá a contabilização das diferenças entre os custos de compra de energia e encargos estimados nas tarifas cobradas dos consumidores e os custos reais incorridos no período e que serão repassadas às tarifas na data de reajuste anual de cada distribuidora. Isso foi possível em função da aprovação pela ANEEL, em 25 de novembro de 2014, Despacho nº 4.621, de aditivo aos contratos de concessão que incluiu cláusula específica garantindo que os saldos remanescentes de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção da concessão, por qualquer motivo, serão objeto de indenização e, consequentemente, permitiu o registro de ativos e passivos financeiros setoriais.

Mas há de se destacar a necessidade ainda de mais avanços nas questões regulatórias para que sejam gerados incentivos para a retomada da capacidade de investimentos do setor elétrico.

Em termos de operação da Distribuição, é importante destacar que a CPFL Energia encerrou o ano de 2014 com a telemedição de todos os clientes industriais e comerciais do Grupo A (alta tensão), totalizando 24,6 mil pontos nos quais o faturamento não depende de equipes em campo para realização da leitura de consumo. O processo automatizado, aumenta a segurança dos dados dos clientes, identifica possíveis fraudes e dá condições para a companhia aproveitar melhor o tempo das equipes.

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 no braço de geração da companhia 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

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Ventos (que detêm 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 passou a contar com 1.773 MW de capacidade instalada.

O segmento de Comercialização apresentou expressivos resultados, fruto da estratégia adotada ao longo da maior parte do ano: dado o estresse de preços no mercado de curto prazo, trabalhamos na Comercialização com uma sobrecontratação em relação aos nossos compromissos de entrega de energia, liquidando o excesso no mercado de curto prazo.

No final de 2014, a dívida financeira bruta (incluindo a posição líquida dos derivativos) da companhia atingiu R\$ 18.555 milhões, apresentando um aumento de 11,1%. As disponibilidades totalizaram R\$ 4.357 milhões, um aumento de 3,6%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 14.198 milhões, registrando um aumento de 13,6%. Comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 3,78, um aumento de 7,1% 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 1,24 e 0,62 ao final de 2014 (diminuição de 16,1% e aumento de 1,8% em relação a 2013, respectivamente). A redução no índice corrente, associado à estabilidade do índice geral deve-se principalmente à reclassificação de R\$ 1.290 milhões de debêntures da CPFL Energia para o passivo circulante devido a seu prazo de maturidade, associado à incorporação de R\$ 1.432 milhões de imobilizado pela aquisição da WF2 (Desa) pela CPFL Renováveis em 2014 (ver item 10.1.c para maiores detalhamentos).

Em 2014 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,094, redução de 12,5% em relação a 2013. O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 886 milhões, com redução de 6,6% (R\$ 63 milhões) em comparação ao ano anterior, conforme razões descritas no item 10.1.h, variação da Demonstração do Resultado.

### b) estrutura de capital:

<b>Estrutura de Capital</b>	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
Capital próprio	41%	42%	40%
Capital de terceiros	59%	58%	60%

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

#### Liquidez e Recursos de Capital

##### ▪ 2016

Em 31 de dezembro de 2016, nosso capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 2.361 milhões, uma redução de R\$ 623 milhões quando comparado com R\$ 2.984 milhões em 31 de dezembro de 2015.

As principais causas desta redução são:

- Redução do ativo e passivo financeiro setorial líquidos de R\$ 2.062 milhões, saindo de uma posição ativa de R\$ 1.464 milhões em 2015 para uma posição passiva de R\$ 598 milhões em 2016 (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas);
- Redução de derivativos ativo líquido de R\$ 469 milhões;

Compensados parcialmente por:

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Aumento do caixa e equivalentes de caixa no valor de R\$ 482 milhões conforme explicado no item 10.1.h abaixo;
- Aumento de contas a receber de R\$ 591 milhões relacionadas a consumidores, concessionárias e permissionárias;
- Redução das contas a pagar de fornecedores de R\$ 433 milhões decorrente basicamente da energia elétrica adquirida (R\$ 405 milhões),
- Redução encargos regulatórios de R\$ 486 milhões, principalmente com a Conta de desenvolvimento energético – CDE (R\$ 217 milhões) e bandeiras tarifárias (R\$ 268 milhões);
- Redução de empréstimos, debêntures e respectivos encargos de R\$ 294 milhões; e
- uma redução de R\$302 milhões em nosso saldo da conta Outros Ativos e Passivos Circulantes.

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	2.858	2.728	130	-	-
Empréstimos, debêntures e financiamentos - principal e encargos <sup>1</sup>	28.777	5.278	15.357	4.816	3.327
Uso do bem público <sup>1</sup>	367	26	44	62	235
Entidade de previdência privada <sup>2</sup>	2.456	99	445	460	1.451
Taxas regulamentares	366	366	-	-	-
Outros	219	156	45	-	18
<b>Total dos itens do Balanço Patrimonial <sup>4</sup></b>	<b>35.043</b>	<b>8.653</b>	<b>16.021</b>	<b>5.339</b>	<b>5.030</b>
Contratos de compra de energia <sup>3</sup>	141.552	12.022	23.388	22.479	83.662
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão <sup>4</sup>	46.960	2.032	6.916	8.573	29.439
Prêmio de risco – repactuação do risco hidrológico <sup>5</sup>	320	18	-	36	266
Projetos de construção de usina <sup>6</sup>	1.569	1.560	9	-	-
Fornecedores -Suprimentos	3.885	1.820	1.254	315	497
<b>Total de outros compromissos</b>	<b>194.286</b>	<b>17.452</b>	<b>31.566</b>	<b>31.404</b>	<b>113.865</b>
<b>Total das Obrigações Contratuais</b>	<b>229.329</b>	<b>26.105</b>	<b>47.587</b>	<b>36.742</b>	<b>118.895</b>

- (1) Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros projetados sobre fluxo de caixa não descontado, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.
- (2) Futuras contribuições estimadas para os planos de pensão.
- (3) Valores a pagar nos termos de contratos de compra de energia elétrica de longo prazo, que estão sujeitas a variações de preços e estabelecem a renegociação em determinadas circunstâncias. A tabela representa os valores a serem pagos pelos volumes contratados aplicando-se os preços ao final do ano 2016. Veja item 10.2.b Preços para a Energia Elétrica Adquirida deste Formulário e a nota explicativa 36 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- (4) Despesas estimadas com encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão, até o fim do período de concessão. Segregamos em uma linha específica a partir de 2015, até 2014 os valores eram apresentados agrupados na linha de "Contratos de compra de energia".
- (5) Despesas estimadas por pagamentos de prêmio de risco de cobertura do risco hidrológico (GSF).
- (6) Os projetos de construção de usinas de energia incluem compromissos assumidos basicamente para disponibilizar fundos para a construção e aquisição de concessão relacionada a controladas do segmento de energia renovável.

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinarar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2016, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 3.423 milhões;
- Pagamento semestral de dividendos. Pagamos R\$ 205 milhões de dividendos em 2016. O pagamento exclui os dividendos pagos de nossas controladas para os acionistas não controladores.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

A Companhia e suas controladas possuem capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. Uma das principais estratégias utilizadas para gerir os passivos de longo prazo é chamada de *pre-funding*, ou seja, a Companhia antecipa-se nas necessidades de caixa para o horizonte de 18 a 24 meses e prioriza a liquidez de caixa. O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios do Grupo, por exemplo, o financiamento dos projetos *greenfield* na CPFL Renováveis e investimentos na recém-adquirida RGE Sul.

Depois de apresentar evolução nos últimos anos, o índice de Liquidez Geral da Companhia recuou em 2016. O índice foi de 0,635 em 2016, representando uma redução de 7,7% em relação ao índice de 2015 e um aumento de 2,3% em relação ao índice de 2014.

### ▪ 2015

Em 31 de dezembro de 2015, nosso capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 2.984 milhões, um aumento de R\$ 1.186 milhões quando comparado com R\$ 1.798 milhões em 31 de dezembro de 2014.

As principais causas deste aumento são:

- aumento do caixa e equivalentes de caixa no valor de R\$ 1.325 milhões conforme explicado no item 10.1.h abaixo;
- aumento de contas a receber de R\$ 924 milhões relacionadas a consumidores, concessionárias e permissionárias decorrente basicamente do fornecimento de energia elétrica a consumidores cativos em função do aumento nas tarifas médias, decorrente dos reajustes tarifários anuais (RTA), dos efeitos da revisão tarifária extraordinária e dos faturamentos das bandeiras tarifárias a partir de 2015;
- aumento de R\$ 875 milhões, relacionados aos ativos financeiros setoriais líquidos (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras);
- aumento do reconhecimento de derivativos ativos de R\$ 604 milhões;

Compensados parcialmente por:

- transferência do ativo financeiro da concessão para o intangível de R\$ 537 milhões em função da prorrogação de concessões de distribuição (vide nota 11 de nossas demonstrações financeiras consolidadas);
- aumento de R\$ 787 milhões com fornecedores decorrente basicamente de suprimento de energia elétrica (R\$ 507 milhões) e de encargos do serviço do uso do sistema (R\$ 204 milhões);
- aumento de R\$ 808 milhões com taxas regulamentares, principalmente Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- aumento de R\$ 217 milhões com impostos, taxas e contribuições; e
- aumento de R\$ 203 milhões com dividendos a pagar.

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

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	3.162	3.161	1	-	-
Empréstimos, debêntures e financiamentos - principal e encargos <sup>1</sup>	30.301	5.712	13.819	6.796	3.974
Uso do bem público <sup>1</sup>	466	25	69	118	254
Entidade de previdência privada <sup>2</sup>	1.140	-	129	199	812
Taxas regulamentares	852	852	-	-	-
Outros	238	220	-	-	18
<b>Total dos itens do Balanço Patrimonial<sup>1</sup></b>	<b>36.158</b>	<b>9.970</b>	<b>14.018</b>	<b>7.113</b>	<b>5.057</b>
Contratos de compra de energia <sup>3</sup>	133.179	10.252	19.568	20.600	82.760

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão <sup>4</sup>	27.385	1.062	2.967	3.638	19.717
Prêmio de risco – repactuação do risco hidrológico <sup>5</sup>	234	46	-	7	181
Projetos de construção de usina <sup>6</sup>	1.260	962	298	-	-
Fornecedores -Suprimentos	3.044	1.333	946	226	538
<b>Total de outros compromissos</b>	<b>165.102</b>	<b>13.655</b>	<b>23.779</b>	<b>24.472</b>	<b>103.197</b>
<b>Total das Obrigações Contratuais</b>	<b>201.260</b>	<b>23.625</b>	<b>37.797</b>	<b>31.585</b>	<b>108.253</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) Valores a pagar nos termos de contratos de compra de energia elétrica de longo prazo, que estão sujeitas a variações de preços e estabelecem a renegociação em determinadas circunstâncias. A tabela representa os valores a serem pagos pelos volumes contratados aplicando-se os preços ao final do ano 2015. Veja item 10.2.b Preços para a Energia Elétrica Adquirida deste Formulário e a nota explicativa 36 à nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- (4) 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 "Contratos de compra de energia".
- (5) Despesas estimadas por pagamentos de prêmio de risco de cobertura do risco hidrológico (GSF), conforme descrito na nota explicativa 28.2 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- (6) Os projetos de construção de usinas de energia incluem compromissos assumidos basicamente para disponibilizar fundos para a construção e aquisição de concessão relacionada a controladas do segmento de energia renovável.

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinarar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2015, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 3.640 milhões;
- Pagamento semestral de dividendos. Não houve pagamento de dividendos em 2015. Pagamos R\$ 987 milhões em 2014. O pagamento de 2014 exclui os dividendos pagos de nossas controladas para os acionistas não controladores.

A Companhia e suas controladas possuem capacidade financeira para fazer frente a seus passivos não circulantes. Uma das principais estratégias utilizadas para gerir os passivos de longo prazo é chamada de *pre-funding*, ou seja, a Companhia antecipa-se nas necessidades de caixa para o horizonte de 18 a 24 meses e prioriza a liquidez de caixa. O custo nominal da dívida aumentou em aproximadamente 2,4 ponto percentual para 12,6% (acompanhando o movimento de alta na taxa básica SELIC, que terminou 2015 em 14,25% a.a.). O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios do Grupo, por exemplo, o financiamento dos projetos *greenfield* na CPFL Renováveis.

Apesar do aumento da dívida financeira bruta, o índice de Liquidez Geral da companhia tem apresentado evolução nos últimos três anos. O índice foi de 0,687 em 2015, representando um aumento de 10,9% em relação ao índice de 2014.

### ▪ 2014

Em 31 de dezembro de 2014, nosso capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 1.798 milhões, uma redução de R\$ 561 milhões quando comparado com R\$ 2.359 milhões em 31 de dezembro de 2013.

As principais causas desta redução foram:

- transferência do não circulante para o circulante dos saldos de debêntures no valor de R\$ 2.007 milhões em função do vencimento nos próximos 12 meses, compensados por:
- aumento no contas a receber de R\$ 352 milhões de recursos da CDE;
- aumento de contas a receber de R\$ 589 milhões, relacionadas aos ativos financeiros setoriais líquidos; e

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- transferência do não circulante para o circulante dos saldos de ativo financeiro da concessão em R\$540 milhões (este montante refere-se à indenização das 5 distribuidoras cujas concessões expirariam em julho de 2015).

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:	Pagamentos devidos por período (milhões R\$)				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	2.375	2.375	-	-	-
Empréstimos, Debêntures e financiamentos - principal e encargos <sup>1</sup>	26.265	4.945	8.008	8.636	4.676
Uso do bem publico <sup>1</sup>	85	4	8	8	65
Entidade de Previdência Privada <sup>2</sup>	1.964	125	255	265	1.319
Outros	292	258	16	-	18
<b>Total dos itens do Balanço Patrimonial <sup>1</sup></b>	<b>30.981</b>	<b>7.707</b>	<b>8.287</b>	<b>8.909</b>	<b>6.078</b>
Contratos de Compra de Energia <sup>3</sup>	128.203	10.562	20.541	20.843	76.255
Projetos de construção de usina <sup>4</sup>	1.049	173	876	-	-
Fornecedores -Suprimentos	2.307	1.262	806	69	170
<b>Total de outros compromissos</b>	<b>131.559</b>	<b>11.997</b>	<b>22.224</b>	<b>20.912</b>	<b>76.425</b>
<b>Total das Obrigações Contratuais</b>	<b>162.540</b>	<b>19.704</b>	<b>30.511</b>	<b>29.821</b>	<b>82.503</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) Valores a pagar nos termos de contratos de compra de energia elétrica de longo prazo, que estão sujeitas a variações de preços e estabelecem a renegociação em determinadas circunstâncias. A tabela representa os valores a serem pagos pelos volumes contratados aplicando-se os preços ao final do ano 2014. Veja item 10.2.b Preços para a Energia Elétrica Adquirida deste Formulário e a nota explicativa 36 à nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- (4) 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.

Em 2014, nossas necessidades de recursos destinavam-se principalmente aos seguintes objetivos:

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição e concluir nossos projetos de geração de energia renovável;
- Amortizar ou refinar dadas a vencer. Em 31 de dezembro de 2014, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 3.526 milhões;
- Pagamento semestral de dividendos. Pagamos R\$ 987 milhões em 2014 e R\$ 816 milhões em 2013.

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 1,8 ponto percentual para 10,2% (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 tem apresentado evolução nos últimos dois anos. O índice foi de 0,620 em 2014, representando um aumento de 1,8% em relação ao índice de 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.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Durante o ano de 2016, as controladas da CPFL Energia captaram recursos principalmente para financiar os investimentos do setor de geração e distribuição, bem como reforçar o capital de giro das empresas.

Foram contratados novos empréstimos junto ao BNDES nas modalidades FINEM / FINAME, captações com instituições financeiras na modalidade de empréstimos em moeda estrangeira e emissões de debêntures.

Ao longo dos últimos anos, o grupo CPFL Energia tem adotado a estratégia de *pre-funding* de suas dívidas. Isso permite captar recursos para liquidar antecipadamente suas dívidas ou manter os recursos em caixa para melhorar sua liquidez.

Em 2017, o Grupo CPFL continuará adotando esta prática para os débitos com vencimento em 2018.

Utilizando esta estratégia, o grupo CPFL busca reduzir a exposição de fluxo de caixa assim como reduzir a exposição ao risco de taxas de juros, além de manter a liquidez e um bom perfil de endividamento por meio do alongamento do prazo médio da dívida e redução do seu custo.

Para informações mais detalhadas sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Companhia, vide alínea (f) deste item 10.1.

### **Endividamento**

#### **2016 em comparação a 2015**

O endividamento total apresentou um aumento de R\$ 311 milhões, ou 1,4%, de 31 de dezembro de 2015 para 31 de dezembro de 2016 alcançando R\$ 22.044 milhões (não considerados os derivativos), principalmente em decorrência de:

- Emissão de debêntures no total de R\$ 1.020 milhões, sendo R\$ 620 milhões pela CPFL Energia e R\$ 400 milhões pela sua controlada CPFL Brasil, para aquisição da participação acionária da RGE Sul.
- Emissão de debêntures pelas controladas da CPFL Renováveis no montante de R\$ 350 milhões e pela controlada CPFL Geração no montante de R\$ 50 milhões, para reforço de capital de giro e investimento em projetos de controladas;
- Empréstimos do BNDES por meio do FINAME e FINEM, no valor total de R\$ 402 milhões basicamente para cumprir o plano de investimento para nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 56 milhões), para cumprir o investimento para nossas subsidiárias de geração renovável (R\$ 332 milhões), bem como para cumprir o investimento para nossa subsidiárias de atividades de outros serviços (R\$ 13 milhões);
- Captação de recursos no valor de R\$ 2.000 milhões (dos quais R\$ 1.600 milhões em dívida expressa em dólares norte-americanos) pela Companhia e em nossas subsidiárias distribuidoras e geradoras, para reforçar o capital de giro e alongamento do perfil da dívida.
- Aumento do endividamento em R\$ 1.157 milhões decorrente da combinação de negócios pela aquisição da RGE Sul.

Os aumentos listados acima foram parcialmente compensados pela amortização do principal de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 4.017 milhões.

Quando analisamos o endividamento líquido, incluindo derivativos (ativos e passivos), o aumento do endividamento de R\$ 311 milhões passa para cerca de R\$ 1.869 milhões. Isso decorre principalmente da significativa redução na conta de derivativo ativo em função da estabilidade do real frente ao dólar no ano de 2016.



## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

### 2015 em comparação a 2014

O endividamento total apresentou um aumento de R\$ 2.583 milhões, ou 13,5%, de 31 de dezembro de 2014 para 31 de dezembro de 2015 alcançando R\$21.733 milhões (não considerados os derivativos), principalmente em decorrência de:

- A emissão de debêntures no total de R\$ 646 milhões pela CPFL Renováveis para reforço de capital de giro e investimento em projetos de controladas;
- Empréstimos do BNDES por meio do FINAME e FINEM, no valor total de R\$ 921 milhões basicamente para cumprir o plano de investimento para nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 569 milhões), para cumprir o investimento para nossas subsidiárias de geração renovável (R\$ 343 milhões), bem como para cumprir o investimento para nossa subsidiárias de atividades de outros serviços (R\$ 9 milhões);
- Captação de recursos no valor de R\$ 2.968 milhões (dos quais R\$ 2.612 milhões em dívida expressa em dólares norte-americanos) pela Companhia e em nossas subsidiárias distribuidoras e geradoras, para reforçar o capital de giro e alongamento do perfil da dívida.

Os aumentos listados acima foram parcialmente compensados pelo pagamento de debêntures no montante de R\$2.021 milhões, sendo da CPFL Energia (R\$1.305 milhões), CPFL Geração (R\$272 milhões), CPFL Piratininga (R\$268 milhões) e WF2 (R\$176 milhões).

Apesar do endividamento bruto ter aumentado, quando analisamos o endividamento líquido, incluindo derivativos (ativos e passivos), houve uma redução de cerca de R\$521 milhões. Isso decorre principalmente do significativo aumento na conta de derivativo ativo em função da desvalorização do real no ano de 2015.

#### **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 das distribuidoras, para realizar novos investimentos no segmento de geração e para nos prepararmos para a possível consolidação no setor.

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

### 2016

Em 31 de dezembro de 2016, nosso endividamento total (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$ 22.044 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 5.502 milhões ou 25,0% estavam expressos em moeda estrangeira, substancialmente dólares norte-americanos. Foram contratadas operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 3.423 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

### 2015

Em 31 de dezembro de 2015, nosso endividamento total (incluindo encargos e excluindo derivativos) era de R\$ 21.733 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 6.940 milhões ou 31,9% estavam expressos em dólares norte-americanos. Foram contratadas operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 3.640 milhões de nosso endividamento tem vencimento em 12 meses.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

### 2014

Em 31 de dezembro de 2014, nosso endividamento total (incluindo encargos) era de R\$ 19.150 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 3.441 milhões ou 18,0% 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. Em 2014, o montante de R\$ 3.526 milhões de nosso endividamento tinha vencimento em 12 meses.

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

*Principais Contratos de Financiamentos em 2016 (incluindo encargos):*

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos R\$ 5.471 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais que dizem respeito a empréstimos para nossas subsidiárias de geração CPFL Renováveis e CERAN (R\$3.987 milhões); financiamento de programas de investimento de nossas distribuidoras (R\$ 1.387 milhões), principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, e empréstimos de nossas subsidiárias, CPFL Serviços, CPFL Brasil, CPFL Esco, CPFL Telecom, e CPFL Transmissão Piracicaba (R\$ 97 milhões).
- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2016, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 9.000 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela Companhia e suas controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, RGE Sul, CPFL Santa Cruz, CPFL Brasil, CPFL Geração e CPFL Renováveis. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 18 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- *Capital de giro.* Em 31 de dezembro de 2016, existia um saldo de R\$ 1.354 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI para nossas subsidiárias de distribuição, geração e serviços.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos um saldo devedor de R\$ 755 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. Esses empréstimos referem-se à CPFL Renováveis (R\$ 653 milhões) e às nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 102 milhões). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no TJLP e têm juros a diversas taxas.
- *Dívidas denominadas em moeda estrangeira.* Em 31 de dezembro de 2016, possuíamos o equivalente a R\$ 5.502 milhões de outras dívidas denominadas em moeda estrangeira, substancialmente dólares norte-americanos (USD 1.688 milhões). Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, favor ver notas 17, 18 e 35 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

*Principais Contratos de Financiamentos em 2015 (incluindo encargos):*

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos R\$ 5.265 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais dizem respeito a empréstimos para nossas subsidiárias de geração CPFL Renováveis e CERAN (R\$ 3.577 milhões); financiamento de programas de investimento de nossas distribuidoras (R\$ 1.596 milhões), principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, e empréstimos de nossas subsidiárias, CPFL Serviços, CPFL Brasil, CPFL Esco, CPFL Telecom e CPFL Transmissão (R\$ 92 milhões).
- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2015, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 7.070 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Brasil, CPFL Geração e CPFL Renováveis. Os termos e condições das

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 18 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

- *Capital de giro.* Em 31 de dezembro de 2015, existia um saldo de R\$ 1.622 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI para nossas subsidiárias de distribuição, geração e serviços.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos um saldo devedor de R\$ 857 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. Esses empréstimos referem-se à CPFL Renováveis (R\$ 699 milhões) e às nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 158 milhões). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no TJLP e têm juros a diversas taxas.
- *Dívidas denominadas em Dólares norte-americanos.* Em 31 de dezembro de 2015, possuíamos financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 6.940 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 17, 18 e 35 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

### *Principais Contratos de Financiamentos em 2014 (incluindo encargos):*

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos R\$ 5.331 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos estavam denominados em Reais. A parte mais significativa destes empréstimos dizia respeito a (a) empréstimos para nossas subsidiárias de geração CPFL Renováveis e CERAN (R\$ 3.974 milhões), (b) financiamento de programas de investimento de nossas distribuidoras (R\$ 1.269 milhões), principalmente CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE, e (c) empréstimos de nossas subsidiárias, CPFL Serviços, CPFL Brasil, CPFL Esco, CPFL Telecom e CPFL Transmissão (R\$88 milhões).
- *Debêntures.* Em 31 de dezembro de 2014, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 8.472 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela CPFL Energia, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Brasil, CPFL Geração e CPFL Renováveis. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 18 das nossas demonstrações financeiras.
- *Capital de giro.* Em 31 de dezembro de 2014, existia um saldo de R\$ 1.444 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI para nossas subsidiárias de distribuição, geração e serviços.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos um saldo devedor de R\$ 482 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real. A parte mais significativa desses empréstimos refere-se à CPFL Renováveis (R\$ 359 milhões) e às nossas subsidiárias de distribuição (R\$ 19 milhões). A maioria destes empréstimos é corrigida com base no CDI ou no TJLP e têm juros a diversas taxas.
- *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\$ 3.441 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 17, 18 e 35 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

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

### iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não existe grau de subordinação entre as dívidas da Companhia, observado que determinadas dívidas foram contratadas com garantia real e, portanto, têm preferência sobre outras dívidas da Companhia em caso de falência até o limite da garantia real constituída.

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

#### Condições Restritivas

##### **BNDES:**

Os financiamentos junto ao BNDES restringem as controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, Ceran e CPFL Telecom: (i) a somente realizarem o pagamento de Dividendo e Juros sobre Capital Próprio, cujo somatório exceda o dividendo mínimo obrigatório previsto em lei após o cumprimento de todas as obrigações contratuais; (ii) ao atendimento integral das obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (iii) à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente, como segue:

##### **CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE**

Manutenção, pelas controladas, dos seguintes índices:

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA - valor máximo de 3,5;
- Dívida Líquida dividida pela soma da dívida líquida e o Patrimônio Líquido - valor máximo 0,90.

##### **CPFL Geração**

Manutenção pela controlada indireta, dos empréstimos captados junto ao BNDES pela controlada indireta CERAN determina:

- Manutenção de índice de cobertura da dívida ("ICSD") em 1,3 vezes, durante o período de amortização;
- Restrições ao pagamento de dividendo à controlada CPFL Geração acima do mínimo obrigatório de 25% sem a prévia anuência do BNDES.

##### **CPFL Telecom**

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

- Patrimônio líquido / (patrimônio líquido + dívidas bancárias líquidas) superior a 0,28;
- Dívidas bancárias líquidas / EBITDA ajustado inferior a 3,75.

##### **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

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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 dividendo 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;
- Distribuição de dividendo limitada ao índice Exigível Total dividido pelo Patrimônio Líquido ex-Dividendo menor que 2,33.

### FINEM IX, FINEM XIII e FINEM XXV

- Manutenção de índice de cobertura do serviço da dívida maior ou igual a 1,3.

### FINEM XXVI

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,3 nas controladas beneficiárias do contrato;
- Manutenção anual do ICSD maior ou igual a 1,3, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da controlada Turbina 16 ("T-16").

### 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.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

### 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

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

### **Captações em moeda estrangeira - Bank of America Merrill Lynch, J.P Morgan, Citibank, Scotiabank, Banco de Tokyo-Mitsubishi, Santander, Sumitomo, Mizuho, HSBC, BNP Paribas e operação sindicalizada (Lei 4.131)**

As captações em moeda estrangeira realizadas através da Lei 4.131 estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da Companhia a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos, calculados semestralmente.

Os índices exigidos são os seguintes: (i) Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, máximo de 3,75 e (ii) EBITDA dividido pelo resultado financeiro mínimo de 2,25.

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

Diversos empréstimos e financiamentos das controladas diretas e indiretas estavam sujeitos à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da Companhia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas, Camargo Corrêa e Previ permanecesse de forma direta ou indiretamente no bloco de controle da Companhia.

Em função da mudança do controle acionário da Companhia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores 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

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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 financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas 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 Energia, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, RGE Sul, CPFL Geração, CPFL Brasil e CPFL Santa Cruz**

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,75;
- EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25;

A definição de EBITDA, na Companhia, para fins de apuração de covenants, leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária detida pela Companhia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

#### **CPFL Renováveis**

As emissões de debêntures vigentes no exercício findo em 31 de dezembro de 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:

- (i) 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.
- (ii) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida Operacional referente a apuração de junho de 2016, por meio de Assembleia Geral de Debenturistas, realizada em 30 de junho de 2016.

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

- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA menor ou igual a 5,6 em 2015, 5,4 em 2016, 4,6 em 2017, 4,0 em 2018 e 2019 e 3,75 a partir de 2020.

##### **4ª emissão – CPFL Renováveis**

- Manutenção de Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA inferior ou igual a 5,4 para 2016, 4,6 para 2017 e 4,0 a partir de 2018.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

- Índice de Cobertura do Serviço da Dívida da controlada Santa Luzia maior ou igual a 1,2 a partir de setembro de 2014;
- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA inferior ou igual a 5,6 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):

- Índice de Dívida Líquida dividido pelo Dividendo Recebido 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 diretas e indiretas e empreendimentos controlados em conjunto estavam sujeitas à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da Companhia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas, Camargo Corrêa e Previ permanecesse de forma direta ou indiretamente no bloco de controle da Companhia.

Em função da mudança do controle acionário da Companhia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores da Companhia e suas controladas diretas e indiretas 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 já contratados e percentuais já utilizados

Os percentuais utilizados dos nossos financiamentos já contratados, referentes aos últimos três exercícios sociais, estão apresentados nas tabelas abaixo:



**10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2016	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES / Investimento - FINEM XIX	Em 2012	CPFL Renováveis	34.543	97%
BNDES / Investimento - FINEM XXI	Em 2012	CPFL Renováveis	47.000	91%
BNDES / Investimento - FINAME I	Em 2012	CPFL Renováveis	4.691	80%
BNDES / Investimento - CCB Santander	Em 2013	CPFL Mococa	6.119	97% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	391.245	91%
BNDES / Investimento - FINEP III	Em 2013	CPFL Renováveis	23.031	30%
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	383.748	99%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Santa Cruz	25.360	91% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2014	CPFL Leste Paulista	13.045	66% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Sul Paulista	12.280	74% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2014	CPFL Jaguari	10.398	73% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEP II	Em 2014	CPFL Renováveis	88.095	12%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Telecom	95.333	37%
BNDES / Investimento - FINEM VII	Em 2014	CPFL Paulista	427.716	66% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2014	CPFL Piratininga	194.862	73% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM VII	Em 2014	RGE	266.790	73% <sup>1</sup>
BNDES / FINAME	Em 2015	CPFL Serviços	6.011	86%
BNDES / Investimento - FINEM XXV	Em 2015	CPFL Renováveis	84.338	98%
BNDES / Investimento - FINEM XXVI	Em 2015	CPFL Renováveis	764.109	64%
BNDES / Investimento - FINEM XXVII	Em 2015	CPFL Renováveis	69.103	98%
BNDES / FINAME	Em 2016	CPFL Serviços	12.277	97%
BNDES / FINAME	Em 2016	CPFL Esco	1.543	99%

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

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2015	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES / Investimento - FINEM XIX	Em 2012	CPFL Renováveis	34.543	97%
BNDES / Investimento - FINEM XXI	Em 2012	CPFL Renováveis	47.000	91%
BNDES / Investimento - FINAME I	Em 2012	CPFL Renováveis	4.691	80%
BNDES / Investimento - CCB Santander	Em 2013	CPFL Mococa	6.119	50%
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	391.245	91%
BNDES / Investimento - FINEP III	Em 2013	CPFL Renováveis	23.031	30%
BNDES / Investimento - FINEP I	Em 2013	CPFL Renováveis	20.728	33% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	383.748	99%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Santa Cruz	25.360	91%
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2014	CPFL Leste Paulista	13.045	66%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Sul Paulista	12.280	74%
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2014	CPFL Jaguari	10.398	52%
BNDES / Investimento - FINEP III	Em 2014	CPFL Renováveis	88.095	12%
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2014	CPFL Transmissão Piracicaba	23.824	87% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Telecom	95.333	37%
BNDES / Investimento - FINEM VII	Em 2014	CPFL Paulista	427.716	59%
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2014	CPFL Piratininga	194.862	69%
BNDES / Investimento - FINEM VII	Em 2014	RGE	266.790	65%
BNDES / FINAME	Em 2015	CPFL Serviços	6.011	86%
BNDES / Investimento - FINEM XXV	Em 2015	CPFL Renováveis	84.338	90%
BNDES / Investimento - FINEM XXVI	Em 2015	CPFL Renováveis	764.109	35%

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

**10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2014	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	CPFL Paulista	790.000	67% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2012	CPFL Piratininga	220.000	66% <sup>1</sup>
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	RGE	274.997	87% <sup>1</sup>
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 - CCB Santander	Em 2013	CPFL Mococa	6.119	41%
BNDES / Investimento - FINEM XIII	Em 2013	CPFL Renováveis	391.245	91%
BNDES / Investimento - FINEP III	Em 2013	CPFL Renováveis	23.031	30%
BNDES / Investimento - FINEP I	Em 2013	CPFL Renováveis	20.728	33%
BNDES / Investimento - FINEP II	Em 2013	CPFL Renováveis	383.748	82%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Santa Cruz	25.360	86%
BNDES / Investimento - FINEM I	Em 2014	CPFL Leste Paulista	13.045	51%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Sul Paulista	12.280	57%
BNDES / Investimento - FINEM V	Em 2014	CPFL Jaguarí	10.398	40%
BNDES / Investimento - FINEP III	Em 2014	CPFL Renováveis	88.095	12%
BNDES / Investimento - FINAME	Em 2014	CPFL Transmissão	23.824	55%
BNDES / Investimento - FINEM	Em 2014	CPFL Telecom	95.333	37%

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

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

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

Os Diretores da Companhia entendem que ocorreram alterações diversas nas demonstrações financeiras da Companhia relativas aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2016, 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014, dentre as quais a Companhia destaca as seguintes como sendo as mais significativas.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

ATIVO	Balanco Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)									
	31/12/2016	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2015	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2014	AV%
<b>Circulante</b>										
Caixa e equivalentes de caixa	6.165	8,5%	482	14,6%	5.683	30,4%	1.325	14,0%	4.357	12,4%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	3.766	18,6%	591	8,9%	3.175	41,0%	924	7,8%	2.251	6,4%
Dividendo e juros sobre o capital próprio	73	-19,8%	(18)	0,2%	91	67,7%	37	0,2%	54	0,2%
Títulos e valores mobiliários	0	-98,1%	(23)	0,0%	24	343,9%	18	0,1%	5	0,0%
Tributos a compensar	404	-15,0%	(71)	1,0%	475	44,2%	146	1,2%	330	0,9%
Derivativos	163	-74,0%	(464)	0,4%	627	2597,8%	604	1,5%	23	0,1%
Ativo financeiro setorial	-	-100,0%	(1.464)	0,0%	1.464	139,6%	853	3,6%	611	1,7%
Ativo financeiro da concessão	11	11,1%	1	0,0%	10	-98,2%	(530)	0,0%	540	1,5%
Outros créditos	797	-17,0%	(163)	1,9%	960	-7,9%	(83)	2,4%	1.042	3,0%
<b>Total do circulante</b>	<b>11.379</b>	<b>-9,0%</b>	<b>(1.129)</b>	<b>27,0%</b>	<b>12.509</b>	<b>35,7%</b>	<b>3.294</b>	<b>30,9%</b>	<b>9.215</b>	<b>26,2%</b>
<b>Não circulante</b>										
Consumidores, concessionárias e permissionárias	203	57,6%	74	0,5%	129	4,5%	6	0,3%	123	0,4%
Coligadas, controladas e controladora	48	-43,5%	(37)	0,1%	84	-16,3%	(16)	0,2%	101	0,3%
Depósitos judiciais	550	-55,2%	(677)	1,3%	1.228	5,6%	65	3,0%	1.162	3,3%
Tributos a compensar	198	18,6%	31	0,5%	167	15,8%	23	0,4%	144	0,4%
Ativo financeiro setorial	0	-100,0%	(490)	0,0%	490	52,3%	168	1,2%	322	0,9%
Derivativos	641	-61,2%	(1.010)	1,5%	1.651	182,3%	1.066	4,1%	585	1,7%
Créditos fiscais diferidos	923	175,6%	588	2,2%	335	-64,3%	(604)	0,8%	938	2,7%
Ativo financeiro da concessão	5.363	49,1%	1.766	12,7%	3.597	26,9%	763	8,9%	2.835	8,1%
Investimentos ao custo	117	0,0%	-	0,3%	117	0,0%	-	0,3%	117	0,3%
Outros créditos	766	28,9%	172	1,8%	595	40,2%	171	1,5%	424	1,2%
Investimentos	1.494	19,7%	246	3,5%	1.248	13,5%	149	3,1%	1.099	3,1%
Imobilizado	9.713	5,9%	540	23,0%	9.173	0,3%	24	22,6%	9.149	26,0%
Intangível	10.776	17,0%	1.565	25,6%	9.210	3,1%	280	22,7%	8.930	25,4%
<b>Total do não circulante</b>	<b>30.792</b>	<b>9,9%</b>	<b>2.768</b>	<b>73,0%</b>	<b>28.024</b>	<b>8,1%</b>	<b>2.094</b>	<b>69,1%</b>	<b>25.930</b>	<b>73,8%</b>
<b>Total do Ativo</b>	<b>42.171</b>	<b>4,0%</b>	<b>1.638</b>	<b>100,0%</b>	<b>40.532</b>	<b>15,3%</b>	<b>5.388</b>	<b>100,0%</b>	<b>35.144</b>	<b>100,0%</b>

#### Caixa e equivalentes de caixa:

O saldo de R\$ 6.165 milhões em 2016, que representa 14,6% do total do ativo, apresentou um aumento de 8,5% (R\$ 482 milhões), comparado a 2015, decorrente:

- (i) da geração de caixa de R\$ 4.634 milhões oriunda das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 5.016 milhões); das reduções i) do ativo financeiros setorial líquido (R\$ 2.782 milhões); ii) dos depósitos judiciais (R\$ 756 milhões); iii) do contas a receber – Eletrobrás (R\$ 186 milhões) e iv) dos tributos a compensar (R\$ 128 milhões); parcialmente compensados pelo aumento do contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias (R\$ 206 milhões); e pelas reduções i) dos contas a pagar com fornecedores (R\$ 783 milhões) e taxas regulamentares (R\$ 515 milhões); ii) dos processos fiscais, cíveis e trabalhistas (R\$ 217 milhões); pelo pagamento i) de encargos de dívidas e de debêntures (R\$ 1.571 milhões) e ii) imposto de renda e contribuição social (R\$ 876 milhões) e pela redução de outros contas a receber e ou a pagar (R\$ 361 milhões);
- (ii) do consumo de caixa de R\$ 3.815 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível e imobilizado (R\$ 2.238 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição e geração de energia renovável; e aquisição da RGE Sul através da controlada integral CPFL Jaguariúna (R\$ 1.497 milhões líquido do caixa adquirido).
- (iii) do consumo de caixa de R\$ 337 milhões oriunda das atividades de financiamentos, decorrente basicamente i) dos dividendos pagos (R\$ 232 milhões); ii) da amortização de empréstimos e debêntures líquidas das captações (R\$ 242 milhões); e iii) do pagamento de passivo de aquisições de negócios (R\$ 21 milhões); compensado pelo caixa gerado na liquidação de operações com derivativos (R\$ 158 milhões).

O saldo de R\$ 5.683 milhões em 2015, que representa 14,0% do total do ativo, apresentou um aumento de 30,4% (R\$ 1.325 milhões), comparado a 2014, decorrente:

- (i) da geração de caixa de R\$ 2.558 milhões oriundas das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 4.551 milhões), do recebimento do aporte CDE/CCEE (R\$ 181 milhões); do aumento dos contas pagar com fornecedores (R\$ 787 milhões) e taxas

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

regulamentares (R\$ 808 milhões); aumento de impostos, tributos e contribuições sociais (R\$ 137 milhões); compensado parcialmente pela redução dos contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias (R\$1.055 milhões), de ativos e passivos setoriais (R\$ 882 milhões); pelo pagamento de encargos de dívidas e de debêntures (R\$ 1.596 milhões) e processos fiscais, cíveis e trabalhistas R\$ 248 milhões e pela redução de outros contas a receber e ou a pagar (R\$ 126 milhões);

- (ii) do consumo de caixa de R\$ 1.525 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível e imobilizado (R\$ 1.428 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição e geração de energia renovável; e
- (iii) da geração de caixa de R\$ 292 milhões oriundas das atividades de financiamentos, decorrente basicamente das captações de empréstimos e debêntures líquidas das amortizações (R\$ 359 milhões).

O saldo de R\$ 4.357 milhões em 2014, que representa 12,4% do total do ativo, apresentou um aumento de 3,6% (R\$ 151 milhões), comparado a 2013, decorrente: (i) da geração de caixa de R\$ 1.593 milhões oriundas das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 4.463 milhões) compensado pelo pagamento de encargos de dívidas e debêntures (R\$ 1.334 milhões) e de imposto de renda e CSLL (R\$ 552 milhões) e dos ativos e passivos setoriais não recebidos (R\$ 911 milhões); (ii) do consumo de caixa de R\$ 933 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível e imobilizado (R\$ 1.062 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição e geração renovável e (iii) do consumo de caixa de R\$ 509 milhões oriundas das atividades de financiamentos, decorrente do pagamento de dividendos (R\$ 1.017 milhões) compensado das captações de empréstimos e debêntures, líquidas das amortizações (R\$ 507 milhões).

### Consumidores, concessionárias e permissionárias:

O saldo de R\$ 3.969 milhões em 2016 no circulante e não circulante, que representa 9,4% do total do ativo, apresentou um aumento de 20,1% (R\$ 665 milhões), comparado a 2015, devido basicamente da adição do saldo de R\$ 767 milhões, em 2016, pela aquisição e consolidação da RGE Sul em 2016.

O saldo de R\$ 3.304 milhões em 2015, que representa 8,2% do total do ativo, apresentou um aumento de 39,1% (R\$ 929 milhões), comparado a 2014, devido basicamente ao aumento nas tarifas médias, decorrente dos reajustes tarifários anuais (RTA), dos efeitos da revisão tarifária extraordinária e do faturamentos das bandeiras tarifárias a partir de 2015 em nossas distribuidoras.

O saldo de R\$ 2.375 milhões em 2014, que representa 6,8% do total do ativo, apresentou um aumento de 9,8% (R\$ 213 milhões), comparado a 2013, devido basicamente ao aumento nas tarifas médias, das três principais distribuidoras.

### Créditos e débitos fiscais diferidos:

O saldo dos débitos fiscais líquidos (passivo líquido) de R\$ 401 milhões em 2016, apresentou uma redução de R\$696 milhões, comparado ao saldo dos débitos fiscais líquidos de R\$ 1.098 milhões de 2015, em função da redução dos débitos fiscais líquidos decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis de imposto de renda de R\$ 596 milhões e contribuição social de R\$ 214 milhões, e de PIS e Cofins de R\$ 9 milhões, compensado pela redução dos créditos fiscais decorrentes i) do benefício fiscal do ágio incorporado de R\$ 35 milhões e do prejuízo fiscal de imposto de renda de R\$ 59 milhões e bases negativas de contribuição social de R\$ 29 milhões.

O saldo dos débitos fiscais líquidos de R\$ 1.098 milhões em 2015, apresentou um aumento R\$ 635 milhões, comparado ao saldo dos créditos fiscais líquidos de R\$ 463 milhões de 2014, em função (i) do aumento dos débitos fiscais líquidos decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis de imposto de renda de R\$ 695 milhões e contribuição social de R\$ 251 milhões, principalmente pelo reconhecimento de derivativo (R\$ 610 milhões e R\$ 220 milhões respectivamente) e de PIS e Cofins de R\$ 21 milhões; (ii) pela redução do crédito fiscal decorrente do benefício fiscal do ágio

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

incorporado de R\$ 58 milhões, (iii) compensado pelo aumento dos créditos fiscais de prejuízo fiscal de imposto de renda de R\$ 292 milhões e bases negativas de contribuição social de R\$ 105 milhões.

O saldo dos débitos fiscais líquidos de R\$ 463 milhões em 2014, apresentou um aumento R\$ 515 milhões, comparado ao saldo dos créditos fiscais líquidos de R\$ 52 milhões de 2013, em função basicamente das diferenças temporariamente indedutíveis de imposto de renda (R\$ 299 milhões) e contribuição social (R\$ 109 milhões), decorrente principalmente do Intangível - direito de exploração de autorização em controladas indiretas adquiridas e do benefício fiscal do ágio incorporado (R\$ 63 milhões).

### Ativo e passivo financeiro setorial:

O saldo negativo do ativo e passivo financeiro setorial de R\$ 915 milhões em 2016, apresentou uma redução de R\$ 2.869 milhões, em comparação ao saldo positivo do ativos financeiro setorial de R\$ 1.954 milhões registrados em 2015, decorrente: i) dos itens da CVA (conta de compensação da variação dos valores de itens da parcela "A") no montante de R\$ 1.759 milhões, principalmente com a) custo de energia elétrica (R\$ 752 milhões), b) encargo do serviço do sistema ("ESS") e encargo de energia de reserva ("EER") (R\$ 257 milhões) e c) repasse de Itaipu (R\$ 731 milhões); ii) sobrecontratação no montante de R\$ 11 milhões; compensado iii) pela neutralidade dos encargos setoriais no montante de R\$ 116 milhões bem como de outros componentes financeiros no montante de R\$ 286 milhões (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras).

O saldo do ativos e passivo financeiro setorial líquidos de R\$ 1.954 milhões em 2015, apresentou um aumento de R\$ 1.043 milhões, em comparação aos R\$ 911 milhões registrados em 2014, decorrente principalmente dos custos a com a energia elétrica comprada de Itaipú, no montante de R\$ 1.420 milhões, a serem repassados para os consumidores nos próximos reajustes tarifários (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras).

### Ativo Financeiro da Concessão:

O saldo de R\$ 5.374 milhões em 2016 no circulante e não circulante, que representam 12,7% do total do ativo, apresentou aumento de 49,0% (R\$ 1.767 milhões) devido basicamente i) dos investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica (R\$ 706 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico; ii) do ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 203 milhões); iii) da atualização - ativo mensurado ao custo amortizado nos casos das subsidiárias de transmissão (R\$ 16 milhões); e iv) da adição pela combinação de negócios pela aquisição da RGE Sul (R\$ 876 milhões); compensado v) pelas baixas decorrentes da infraestrutura das distribuidoras (R\$ 25 milhões) e vi) recebimentos (RAP) da transmissora (R\$ 10 milhões).

O saldo de R\$ 3.607 milhões em 2015, que representam 8,9% do total do ativo, apresentou aumento de 6,9% (R\$ 232 milhões) devido basicamente aos investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica (R\$ 368 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, bem como pelo ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 415 milhões) compensado parcialmente pela baixa por transferência para o ativo intangível do montante de R\$ 537 milhões em função de prorrogação de concessões de distribuição de energia elétrica.

O saldo de R\$ 3.375 milhões em 2014 e de R\$ 2.787 milhões em 2013, que representam 9,6% e 9,0% do total do ativo, respectivamente, apresentaram aumento de 21,1% (R\$ 588 milhões) e 17,2% (R\$ 410 milhões), respectivamente, devido basicamente dos investimentos na infraestrutura referente serviço de distribuição pelas controladas de distribuição, para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, bem como pelo ajuste de expectativa de fluxo de caixa.



## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

### Imobilizado:

O saldo de R\$ 9.713 milhões em 2016, que representa 23,0% do ativo total, apresentou um pequeno aumento de 5,9% (R\$ 540 milhões) comparado a 2015 decorrente principalmente i) de investimentos no montante de R\$ 1.085 milhões, na sua maior parte em projetos da CPFL Renováveis, ii) da adição pela combinação de negócios pela aquisição da RGE Sul (R\$ 30 milhões); compensado iii) pela depreciação do exercício de R\$ 525 milhões; iv) pelas baixas de R\$ 30 milhões; v) pela reclassificação e transferências para outros ativos no montante de R\$ 15 milhões, bem como vi) pelo reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável no montante de R\$ 5 milhões (para mais detalhes, vide nota 14 de nossas demonstrações financeiras consolidadas).

O saldo de R\$ 9.173 milhões em 2015, que representa 22,6% do ativo total, apresentou um pequeno aumento de 0,3% (R\$ 24 milhões) comparado a 2014 decorrente principalmente de investimentos no montante de R\$ 584 milhões, na sua maior parte em projetos em construção da CPFL Renováveis, compensado pela depreciação do exercício de R\$ 504 milhões e baixas de R\$ 28 milhões, bem como pelo reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável no montante de R\$ 33 milhões (para mais detalhes, vide nota 14.1 de nossas demonstrações financeiras consolidadas).

O saldo de R\$ 9.149 milhões em 2014, que representa 26,0% do ativo total, apresentou um aumento de 18,6% (R\$ 1.432 milhões) comparado a 2013 decorrente, basicamente, dos ativos adquiridos reconhecidos na data da aquisição de Rosa dos Ventos e da DESA no montante de R\$ 1.617 milhões, investimentos no montante de R\$ 338 milhões, principalmente em projetos em construção da CPFL Renováveis, compensado pela depreciação do exercício de R\$ 421 milhões e baixa de R\$ 97 milhões.

### Intangível:

O saldo de R\$ 10.776 milhões em 2016, que representa 25,6% do total do ativo, apresentou um aumento de 17,0% (R\$ 1.565 milhões), comparado a 2015, decorrente principalmente: (i) dos investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 1.224 milhões; ii) da adição pela combinação de negócios pela aquisição da RGE Sul (R\$ 1.870 milhões); compensada (iii) pela amortização do exercício de R\$ 768 milhões; (iv) pela transferência para o ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 655 milhões decorrente de adições no período, (v) pela baixa e transferências para outros ativos no montante de R\$ 63 milhões, e (vi) pelo reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável no montante de R\$ 43 milhões (para mais detalhes, vide nota 15.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas).

O saldo de R\$ 9.210 milhões em 2015, que representa 22,7% do total do ativo, apresentou um aumento de 3,1% (R\$ 280 milhões), comparado a 2014, decorrente principalmente: (i) pelos investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 889 milhões; (ii) pela constituição do intangível decorrente de renovações de concessões de distribuição de energia elétrica, por transferência do contas a receber do ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 537 milhões; compensada (iii) pela amortização do exercício de R\$ 777 milhões; (iv) pela transferência para o ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 330 milhões decorrente de adições no período, (v) pela baixa e transferências para outros ativos no montante de R\$ 35 milhões, e (vi) pelo reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável no montante de R\$ 6 milhões (para mais detalhes, vide nota 15.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas).

O saldo de R\$ 8.930 milhões em 2014, que representa 25,4% do total do ativo, apresentou um aumento de 2,1% (R\$ 182 milhões), comparado a 2013, decorrente principalmente: (i) do ativo intangível de combinação de negócios reconhecido na data da aquisição da DESA e de Rosa dos Ventos, pela controlada CPFL Renováveis, no montante de R\$ 634 milhões; (ii) pelos investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 729 milhões; compensada (iii) pela amortização do exercício de R\$ 740 milhões, e (iv) pela transferência para o ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 436 milhões.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Balanco Patrimonial Consolidado (em milhões de reais)									
	31/12/2016	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2015	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2014	AV%
<b>Circulante</b>										
Fornecedores	2,728	-13.7%	(433)	6.5%	3,161	33.2%	787	7.8%	2,374	6.8%
Encargos de dívidas	129	9.4%	11	0.3%	118	21.3%	21	0.3%	98	0.3%
Encargos de debêntures	305	31.4%	73	0.7%	232	-20.8%	(61)	0.6%	293	0.8%
Empréstimos e financiamentos	1,746	-38.3%	(1,085)	4.1%	2,832	159.0%	1,738	7.0%	1,094	3.1%
Debêntures	1,242	171.1%	784	2.9%	458	-77.6%	(1,584)	1.1%	2,042	5.8%
Entidade de previdência privada	33	4040.2%	32	0.1%	1	-99.1%	(85)	0.0%	85	0.2%
Taxas regulamentares	366	-57.0%	(486)	0.9%	852	1818.1%	808	2.1%	44	0.1%
Impostos, taxas e contribuições	682	4.3%	28	1.6%	653	49.8%	217	1.6%	436	1.2%
Dividendo e juros sobre capital próprio	233	5.0%	11	0.6%	222	1062.4%	203	0.5%	19	0.1%
Obrigações estimadas com pessoal	132	64.8%	52	0.3%	80	13.8%	10	0.2%	70	0.2%
Derivativos	6	517.5%	5	0.0%	1	2495.0%	1	0.0%	0	0.0%
Passivo financeiro setorial	598	100.0%	598	1.4%	-	-100.0%	(22)	0.0%	22	0.1%
Uso do bem público	11	14.8%	1	0.0%	9	136.4%	5	0.0%	4	0.0%
Outras contas a pagar	808	-10.8%	(97)	1.9%	905	8.3%	70	2.2%	835	2.4%
<b>Total do circulante</b>	<b>9,018</b>	<b>-5.3%</b>	<b>(506)</b>	<b>21.4%</b>	<b>9,525</b>	<b>28.4%</b>	<b>2,108</b>	<b>23.5%</b>	<b>7,417</b>	<b>21.1%</b>
<b>Não circulante</b>										
Fornecedores	130	-	129	0.3%	1	0.0%	-	0.0%	1	0.0%
Encargos de dívidas	145	19.9%	24	0.3%	121	98.7%	60	0.3%	61	0.2%
Encargos de Debêntures	29	76.8%	13	0.1%	16	100.0%	16	0.0%	-	0.0%
Empréstimos e financiamentos	11,024	-4.9%	(569)	26.1%	11,592	23.0%	2,166	28.6%	9,427	26.8%
Debêntures	7,424	16.7%	1,060	17.6%	6,364	3.7%	227	15.7%	6,136	17.5%
Entidade de previdência privada	1,019	114.9%	545	2.4%	474	-8.5%	(44)	1.2%	518	1.5%
Tributos e Contribuições Sociais	27	100.0%	27	0.1%	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
Débitos fiscais diferidos	1,324	-7.6%	(108)	3.1%	1,433	2.2%	31	3.5%	1,401	4.0%
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	833	46.3%	264	2.0%	570	12.1%	62	1.4%	508	1.4%
Derivativos	112	237.9%	79	0.3%	33	149.4%	20	0.1%	13	0.0%
Passivo financeiro setorial	317	100.0%	317	0.8%	-	-100.0%	0	0.0%	(0)	0.0%
Uso do bem público	87	4.2%	3	0.2%	83	2.6%	2	0.2%	81	0.2%
Outras contas a pagar	309	61.8%	118	0.7%	191	4.0%	7	0.5%	184	0.5%
<b>Total do não circulante</b>	<b>22,780</b>	<b>9.1%</b>	<b>1,902</b>	<b>54.0%</b>	<b>20,877</b>	<b>13.9%</b>	<b>2,547</b>	<b>51.5%</b>	<b>18,330</b>	<b>52.2%</b>
<b>Patrimônio líquido</b>										
Capital social	5,741	7.3%	393	13.6%	5,248	11.6%	555	13.2%	4,793	13.7%
Reservas de capital	468	0.0%	(0)	1.1%	468	0.0%	-	1.2%	468	1.3%
Reserva legal	739	6.5%	45	1.8%	694	6.6%	43	1.7%	651	1.9%
Reserva de retenção de lucros para investimento	-	0.0%	-	0.0%	-	-100.0%	(555)	0.0%	555	1.6%
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	703	20.1%	117	1.7%	585	77.2%	255	1.4%	330	0.9%
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	546	38.8%	153	1.3%	393	100.0%	393	1.0%	-	0.0%
Dividendo	8	100.0%	8	0.0%	-	0.0%	-	0.0%	-	0.0%
Resultado abrangente acumulado	(235)	-226.6%	(420)	-0.6%	185	27.0%	39	0.5%	146	0.4%
<b>7,970</b>	<b>3.9%</b>	<b>296</b>	<b>18.9%</b>	<b>7,674</b>	<b>10.5%</b>	<b>731</b>	<b>18.9%</b>	<b>6,944</b>	<b>19.8%</b>	
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2,403	-2.2%	(53)	5.7%	2,456	0.1%	2	6.1%	2,454	7.0%
<b>Total patrimônio líquido</b>	<b>10,373</b>	<b>2.4%</b>	<b>243</b>	<b>24.6%</b>	<b>10,130</b>	<b>7.8%</b>	<b>733</b>	<b>25.0%</b>	<b>9,398</b>	<b>26.8%</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>42,171</b>	<b>4.0%</b>	<b>1,639</b>	<b>100.0%</b>	<b>40,532</b>	<b>15.4%</b>	<b>5,388</b>	<b>100.0%</b>	<b>35,112</b>	<b>100.0%</b>

#### Fornecedores:

O saldo de R\$ 2.858 milhões em 2016 no circulante e não circulante, que representa 6,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 9,6% (R\$ 304 milhões) comparado a 2015, decorrente da (i) redução no suprimento de energia elétrica de R\$ 405 milhões; (ii) redução de encargos do serviço do sistema de R\$ 144 milhões; compensado (iii) pelo aumento com fornecedores de materiais e serviços no montante de R\$ 214 milhões, (iv) pelo aumento dos encargos do uso da rede elétrica de R\$ 15 milhões e (v) pelo aumento com energia livre de R\$ 16 milhões. Essas variações ocorreram basicamente em função da renegociação para pagamento de faturas de 2015 para 2016, entre empresas controladas em conjunto, bem como pela consolidação da RGE Sul em 2016.

O saldo de R\$ 3.162 milhões em 2015, que representa 7,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 33,2% (R\$ 787 milhões) comparado a 2014, decorrente basicamente do (i) aumento no suprimento de energia elétrica de R\$ 507 milhões, sendo R\$476 milhões relacionada a energia adquirida de Itaipu e atualização monetária de energia livre de R\$ 14 milhões; (ii) aumento de encargos do serviço do sistema de R\$ 204 milhões; (iii) aumento com fornecedores de materiais e serviços no montante de R\$ 81 milhões, parcialmente compensados e (iv) pela redução dos encargos do uso da rede elétrica de R\$ 19 milhões.

O saldo de R\$ 2.374 milhões em 2014, que representa 6,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 26,0% (R\$ 489 milhões) comparado a 2013, decorrente

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

basicamente do (i) aumento no custo com energia comprada no montante de R\$ 595 milhões, (ii) compensado parcialmente pela redução com fornecedores de materiais e serviços no montante de R\$ 88 milhões.

### Empréstimos, financiamentos e debêntures:

O saldo de R\$ 22.044 milhões em 2016, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 52,3% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 1,4% (R\$ 311 milhões) comparado a 2015, decorrente basicamente (i) da captação de novos recursos no montante de R\$ 3.774 milhões, em função do plano estratégico de expansão dos negócios de geração e distribuição de energia elétrica; (ii) da combinação de negócios com a aquisição da RGE Sul no montante de R\$ 1.156 milhões; compensado (iii) pelas amortizações de principal de R\$ 4.017 milhões e iv) pelos pagamentos de encargos, líquido das atualizações monetárias incorridos de R\$ 602 milhões.

O saldo de R\$ 21.733 milhões em 2015, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 53,6% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 13,5% (R\$ 2.583 milhões) comparado a 2014, decorrente basicamente da captação de novos recursos no montante de R\$ 4.532 milhões, em função do plano estratégico de expansão dos negócios de geração e distribuição de energia elétrica; pelos encargos, líquido dos pagamentos, e atualizações monetárias incorridos de R\$ 494 milhões; compensados parcialmente pelas amortizações de R\$ 4.038 milhões.

O saldo de R\$ 19.150 milhões em 2014, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 54,6% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 12,5% (R\$ 2.129 milhões) comparado a 2013, decorrente basicamente da captação de novos recursos no montante de R\$ 3.186 milhões, em função do plano estratégico de expansão dos negócios de geração e distribuição de energia elétrica; pelos encargos e atualizações monetárias incorridos de R\$ 612 milhões; pela dívida reconhecida na data da aquisição de Rosa dos Ventos e da DESA no montante de R\$ 1.010 milhões, compensados parcialmente pelas amortizações de R\$ 2.679 milhões.

As principais captações de 2016, 2015 e 2014 estão divulgadas nas Demonstrações Financeiras.

### Reserva de Capital:

O saldo de R\$ 468 milhões em 2016, que representa 1,1% do total do passivo e patrimônio líquido, foi constituído em decorrência: (i) da combinação de negócios da DESA pela controlada CPFL Renováveis, em 2014, de R\$ 180 milhões; (ii) do efeito da oferta pública de ações da controlada CPFL Renováveis, em 2013, de R\$ 60 milhões e (iii) da combinação de negócios da CPFL Renováveis em 2011 de R\$ 228 milhões.

### Reserva Legal:

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

### Reserva estatutária – ativo financeiro da concessão:

Refere-se ao efeito do registro, pelas controladas de distribuição, do ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão no resultado do exercício e, por se tratar de resultado cuja realização financeira se dará apenas no momento da indenização (ao final da concessão), estes montantes são retidos, amparada no artigo 194 da Lei no 6.404/76, até a realização financeira destes montantes. O saldo final em 31 de dezembro de 2016 é de R\$ 703 milhões.



## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

### Reserva estatutária – reforço de capital de giro:

Com o objetivo de reforçar a estrutura de capital da Companhia, as AGE's de 29 de abril de 2015 e 29 de abril de 2016, aprovaram o aumento de capital social no montante de R\$ 555 milhões e R\$ 393 milhões, respectivamente, com os saldos da reserva estatutária de reforço de capital de giro constituídas em 2015 e 2014, cuja distribuição foi feita aos acionistas a título de bonificação em ações nos termos do Artigo 169 da Lei nº 6.404/76.

Considerando a manutenção do atual cenário econômico adverso e as incertezas quanto às projeções de mercado das distribuidoras, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 545 milhões à reserva estatutária - reforço de capital de giro para o ano de 2016.

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

#### Reclassificação de informações de 2015 e 2014

Informações de 2014 e 2015 foram reapresentadas para refletir mudança na apresentação da linha do Resultado "Atualização do Ativo Financeiro da Concessão", que está relacionado ao segmento de Distribuição. Desde 1º de Janeiro de 2016, esta linha foi incluída em Outras Receitas Operacionais, dentro de Receita Operacional Líquida, juntamente com outras receitas relacionadas a atividade principal dos ativos. Este item era previamente apresentado como parte do Resultado Financeiro Líquido. Nós acreditamos que a nova apresentação reflete de forma mais precisa o modelo de negócio de distribuição de energia elétrica e fornece uma melhor representação de nossa performance operacional e financeira. A reclassificação não afeta o ativo total, patrimônio líquido, lucro líquido ou fluxo de caixa. Para mais informações sobre esta reclassificação, veja nota explicativa 2.7 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

	Demonstração do Resultado Consolidado (em milhões de reais)									
	2016	AH%	AH-R\$	AV%	2015	AH%	AH-R\$	AV%	2014	AV%
<b>Receita operacional</b>	<b>30.785</b>	-10,3%	<b>(3.517)</b>	161,1%	<b>34.302</b>	49,9%	<b>11.413</b>	166,5%	<b>22.889</b>	131,6%
Fornecimento de energia elétrica	14.993	-3,3%	(516)	78,4%	15.509	51,4%	5.263	75,3%	10.246	58,9%
Suprimento de energia elétrica	3.496	-1,2%	(41)	18,3%	3.537	12,5%	392	17,2%	3.145	18,1%
Receita de construção de infraestrutura da concessão	1.354	29,4%	307	7,1%	1.047	10,8%	102	5,1%	945	5,4%
Outras receitas operacionais	10.941	-23,0%	(3.268)	57,2%	14.209	67,9%	5.748	69,0%	8.461	48,6%
Deduções da receita operacional	(11.672)	14,8%	2.031	-61,1%	(13.703)	-149,6%	(8.213)	-66,5%	(5.490)	-31,6%
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>19.112</b>	-7,2%	<b>(1.487)</b>	100,0%	<b>20.599</b>	18,4%	<b>3.200</b>	100,0%	<b>17.399</b>	100,0%
<b>Custo com energia elétrica</b>	<b>(11.200)</b>	15,9%	<b>2.112</b>	-58,6%	<b>(13.312)</b>	-25,1%	<b>(2.669)</b>	-64,6%	<b>(10.643)</b>	-61,2%
Energia comprada para revenda	(9.849)	16,9%	1.998	-51,5%	(11.847)	-16,6%	(1.689)	-57,5%	(10.158)	-58,4%
Encargo de uso do sist transm distrib	(1.351)	7,8%	114	-7,1%	(1.465)	-201,7%	(979)	-7,1%	(485)	-2,8%
<b>Despesa operacional</b>	<b>(5.389)</b>	-16,1%	<b>(747)</b>	-28,2%	<b>(4.642)</b>	-12,6%	<b>(519)</b>	-22,5%	<b>(4.123)</b>	-23,7%
Pessoal	(1.094)	-16,5%	(155)	-5,7%	(939)	-10,2%	(87)	-4,6%	(852)	-4,9%
Entidade de previdência privada	(77)	-27,1%	(16)	-0,4%	(60)	-25,0%	(12)	-0,3%	(48)	-0,3%
Material	(190)	-35,7%	(50)	-1,0%	(140)	-18,8%	(22)	-0,7%	(118)	-0,7%
Serviço de terceiros	(651)	-16,5%	(92)	-3,4%	(559)	-6,3%	(33)	-2,7%	(526)	-3,0%
Depreciação/amortização	(1.036)	-6,0%	(59)	-5,4%	(977)	-11,7%	(102)	-4,7%	(875)	-5,0%
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(1.352)	-29,4%	(307)	-7,1%	(1.045)	-10,9%	(103)	-5,1%	(942)	-5,4%
Amortização de intangível de concessão	(255)	15,7%	48	-1,3%	(303)	-6,2%	(18)	-1,5%	(285)	-1,6%
Outros	(734)	-18,7%	(116)	-3,8%	(619)	-29,9%	(142)	-3,0%	(476)	-2,7%
<b>Resultado do serviço</b>	<b>2.523</b>	-4,6%	<b>(122)</b>	13,2%	<b>2.645</b>	0,5%	<b>12</b>	12,8%	<b>2.633</b>	15,1%
<b>Equivalência patrimonial</b>	<b>311</b>	43,5%	<b>94</b>	1,6%	<b>217</b>	261,7%	<b>157</b>	1,1%	<b>60</b>	0,3%
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(1.453)</b>	-3,3%	<b>(46)</b>	-7,6%	<b>(1.408)</b>	-18,9%	<b>(224)</b>	-6,8%	<b>(1.183)</b>	-6,8%
Receitas financeiras	1.201	5,0%	57	6,3%	1.143	45,5%	358	5,5%	785	4,5%
Despesas financeiras	(2.654)	-4,1%	(103)	-13,9%	(2.551)	-29,5%	(582)	-12,4%	(1.969)	-11,3%
<b>Resultado antes dos tributos</b>	<b>1.381</b>	-5,1%	<b>(74)</b>	7,2%	<b>1.454</b>	-3,7%	<b>(56)</b>	7,1%	<b>1.510</b>	8,7%
Contribuição social	(151)	5,8%	9	-0,8%	(160)	5,2%	9	-0,8%	(169)	-1,0%
Imposto de renda	(351)	16,3%	68	-1,8%	(419)	7,9%	36	-2,0%	(455)	-2,6%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>879</b>	0,4%	<b>4</b>	4,6%	<b>875</b>	-1,3%	<b>(11)</b>	4,2%	<b>886</b>	5,1%
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	901	4,2%	36	4,7%	865	-8,9%	- 84	4,2%	949	5,5%
Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores	- 22	-311,2%	- 32	-0,1%	10	-116,5%	73	0,1%	- 63	-0,4%

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

### Receita operacional líquida:

A receita operacional líquida corresponde a receita de operações com energia elétrica, outras receitas operacionais e as deduções da receita operacional (impostos e contribuições setoriais). Abaixo demonstramos quadro comparativo das receitas em 2016, 2015 e 2014.

	31/12/2016			31/12/2015			31/12/2014	
	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh
<b>Receita Operacional Líquida</b>								
Residencial	10.367	16.473	5,4%	9.833	16.164	50,5%	6.534	16.501
Industrial	5.282	13.022	-4,4%	5.527	12.748	42,7%	3.872	14.144
Comercial	5.432	9.720	3,1%	5.266	9.259	51,7%	3.471	9.437
Rural	817	2.474	8,9%	750	2.152	51,0%	497	2.326
Poderes Públicos	690	1.271	2,4%	675	1.278	50,3%	449	1.295
Iluminação Pública	580	1.746	1,2%	573	1.649	67,3%	343	1.622
Serviço Público	902	1.840	2,5%	879	1.797	55,2%	567	1.861
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(72)		-9,1%	(79)		-5,5%	(84)	
<b>Fornecimento Faturado</b>	<b>23.998</b>	<b>46.546</b>	<b>2,4%</b>	<b>23.425</b>	<b>45.049</b>	<b>49,7%</b>	<b>15.648</b>	<b>47.187</b>
Consumo Próprio	-	32	0,0%	-	33	0,0%	-	34
Fornecimento Não Faturado (Líquido)	50		-75,1%	203		221,1%	63	
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	(9.055)		11,5%	(8.118)		48,6%	(5.465)	
<b>Fornecimento de Energia Elétrica</b>	<b>14.993</b>	<b>46.578</b>	<b>-3,3%</b>	<b>15.509</b>	<b>45.082</b>	<b>51,4%</b>	<b>10.246</b>	<b>47.221</b>
Furnas Centrais Elétricas S.A.	534	3.034	9,9%	486	3.026	1,7%	478	3.026
Outras Concessionárias e Permissionárias	2.371	12.252	6,6%	2.223	10.656	31,5%	1.691	9.628
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica a	(51)	-	7,7%	(47)	-	0,0%	-	-
Energia Elétrica de Curto Prazo	642	6.173	-26,7%	875	4.289	-10,4%	976	2.334
<b>Suprimento de Energia Elétrica</b>	<b>3.496</b>	<b>21.459</b>	<b>-1,2%</b>	<b>3.537</b>	<b>17.971</b>	<b>12,5%</b>	<b>3.145</b>	<b>14.988</b>
receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	9.106		11,5%	8.165		49,4%	5.465	
receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	2.057		8,4%	1.898		91,5%	991	
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(18)		6,1%	(17)		-6,4%	(18)	
Receita de construção da infraestrutura de concessão	1.354		29,4%	1.047		10,8%	945	
Ativo e passivo financeiro setorial	(2.095)		-183,6%	2.507		175,2%	911	
Atualização do ativo financeiro da concessão	186		-52,7%	393		321,8%	93	
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários	1.266		41,4%	896		16,2%	771	
Outras receitas e rendas	438		19,3%	367		48,1%	248	
<b>Outras Receitas Operacionais</b>	<b>12.295</b>		<b>-19,4%</b>	<b>15.256</b>		<b>62,2%</b>	<b>9.406</b>	
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>30.785</b>		<b>-10,3%</b>	<b>34.302</b>		<b>50,5%</b>	<b>22.796</b>	
ICMS	(4.935)		5,3%	(4.686)		50,8%	(3.107)	
PIS	(472)		-10,9%	(529)		57,6%	(336)	
COFINS	(2.173)		-10,9%	(2.438)		57,5%	(1.548)	
ISS	(11)		28,8%	(8)		8,2%	(8)	
Reserva Global De Reversão - RGR	(4)		67,3%	(3)		7,0%	(2)	
Conta Desenv Energético - CDE	(3.361)		-15,4%	(3.970)		1361,8%	(272)	
Programa de P & D e Eficiência Energética	(139)		-12,6%	(159)		34,7%	(118)	
PROINFA	(122)		34,0%	(91)		-9,6%	(101)	
Bandeiras tarifárias e outros	(430)		-76,1%	(1.796)		0,0%	-	
Outros	(27)		0,0%	(23)		0,0%	-	
<b>Deduções das Receitas</b>	<b>(11.672)</b>		<b>-14,8%</b>	<b>(13.703)</b>		<b>149,6%</b>	<b>(5.490)</b>	
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>19.112</b>		<b>-7,2%</b>	<b>20.599</b>		<b>19,0%</b>	<b>17.306</b>	

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

#### Receita Operacional Bruta:

A Receita Operacional Bruta em 2016 foi de R\$ 30.785 milhões, representando uma redução de 10,3% (R\$ 3.517 milhões) quando comparado com 2015.

Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 2,4% (R\$ 573 milhões) no fornecimento de energia elétrica faturado, justificado pelo: (i) pelo aumento de 3,3% (R\$ 773 milhões) na quantidade de energia vendida, compensado parcialmente (ii) pela redução 0,9% (R\$ 200 milhões) nas tarifas médias praticadas, resultado do resultado negativo pela aplicação de bandeiras tarifárias verde na maior parte do ano de 2016, compensado pelo efeito positivo dos reajustes tarifários (RTA ou RTP) de cada distribuidora;
- Redução de 1,2% (R\$ 41 milhões) no suprimento de energia elétrica, devido principalmente à redução de 26,7% (R\$ 233 milhões) nas vendas de energia de curto prazo impulsionado pela redução nas tarifas médias praticadas apesar de um aumento de 43,9% na quantidade de energia vendida, compensada parcialmente pela (i) aumento de 6,6% (R\$ 148 milhões) com a venda de energia a outras concessionárias e permissionárias o que representa o efeito líquido de um aumento de 15,0% na quantidade de energia vendida e uma redução 7,2% no preço médio praticado, e (ii) aumento de 9,9% (R\$ 48 milhões) no suprimento de energia elétrica para Furnas

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

devido a um aumento de 9,6% no preço médio praticado com a quantidade de energia vendida tendo ficado relativamente estável.

- Redução de 55,0% (R\$ 3.901 milhões) em outras receitas operacionais (que excluem a receita de TUSD dos consumidores cativos) devido principalmente: (i) a redução de R\$ 4.601 milhões na receita de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, o que representou uma despesa de R\$2.095 milhões em 2016 em comparação com uma receita de R\$ 2.507 milhões em 2015. Esta despesa reflete as diferenças temporárias entre os custos orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) incluídos na tarifa no início do período tarifário e aquelas que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa, constituindo um direito a receber pela concessionária nos casos em que os custos orçados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos orçados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras); (ii) a redução de R\$ 207 milhões na receita de atualização do ativo financeiro de concessão (vide notas .7 e 3.1 das nossas demonstrações financeiras), compensadas parcialmente pelos aumentos (i) de 41,4% (R\$ 370 milhões) em subvenção baixa renda e descontos tarifários com recursos do CDE (vide nota 27.4 de nossas demonstrações financeiras); (ii) de 29,4% (R\$ 307 milhões) de receita de construção de infraestrutura de concessão, e (iii) ao aumento de 8,4% (R\$ 159 milhões) da receita de TUSD pela utilização de nossa rede por consumidores livres.

### Deduções da Receita Operacional:

As Deduções da Receita Operacional em 2016 foram de R\$ 11.672 milhões, apresentando uma redução de 14,8% (R\$ 2.031 milhões) comparado com 2015 devido principalmente: (i) a redução de R\$ 1.366 milhões referente a Bandeiras Tarifárias que as distribuidoras faturaram de seus consumidores (vide nota 27.6 de nossas demonstrações contábeis); (ii) a redução de R\$ 609 milhões na Conta de Desenvolvimento Energético – CDE como resultado das novas cotas impostas pela ANEEL para 2016 (vide notas 27.6 de nossas demonstrações financeiras), e (iii) a redução de R\$ 323 milhões (10,9%) referente a PIS e Cofins em função basicamente da redução de nossas receitas operacionais bruta (base de cálculo desses impostos). Essas reduções foram parcialmente compensadas pelo aumento de 5,3% (R\$ 249 milhões) com ICMS, como resultado do aumento de nossa receita de fornecimento faturado.

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

#### Receita Operacional Bruta:

A Receita Operacional Bruta em 2015 foi de R\$ 34.302 milhões, representando um aumento de 49,9% (R\$ 11.413 milhões) quando comparado com 2014.

Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 49,7% (R\$ 7.777 milhões) no fornecimento faturado, justificado pelo: (i) aumento de 56,8% (R\$ 8.889 milhões) nas tarifas médias praticadas, resultado dos reajustes e revisões tarifárias anuais (RTA), bandeiras tarifárias e os efeitos da revisão tarifária extraordinárias (RTE) de cada distribuidora, e (ii) compensada parcialmente pela redução de 4,5% (R\$ 1.112 milhões) na quantidade de energia vendida.
- Aumento de 12,5% (R\$ 392 milhões) no suprimento de energia, motivado principalmente pelo (i) aumento de 19,9% (R\$ 587 milhões) na quantidade de energia vendida, compensada parcialmente pela redução do preço médio em 6,2% (R\$ 195 milhões).
- Aumento de 91,6% (R\$ 907 milhões), na receita pela disponibilidade da rede elétrica (TUSD) de consumidores livres em nossas áreas de concessão.
- Aumento de 175,2% (R\$ 1.596 milhões), referente ao reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais (vide nota 3.14 e 8 de nossas demonstrações financeiras).
- Aumento de 321,8% (R\$ 300 milhões) na receita de atualização do ativo financeiro de concessão (vide notas 2.8, 3.1 e 27 das nossas demonstrações financeiras);

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Aumento de 10,8% (R\$ 102 milhões) de receita com relação à construção de infraestrutura de concessão;
- Aumento de 16,2% (R\$ 125 milhões) em subvenção baixa renda e descontos tarifários com recursos do CDE; e
- Aumento de 48,1% (R\$ 119 milhões) em outras receitas operacionais.

### Deduções da Receita Operacional:

As Deduções da Receita Operacional em 2015 foram de R\$ 13.703 milhões, apresentando um aumento de 149,6% (R\$ 8.213 milhões) comparado com 2014. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 50,8% (R\$ 1.579 milhões) do ICMS, principalmente em decorrência do aumento do fornecimento faturado;
- Aumento de 57,6% (R\$ 1.084 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente ao aumento do fornecimento e suprimento de energia elétrica e outras receitas;
- Aumento de R\$ 3.698 milhões da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE fixada para as distribuidoras de energia elétrica. Está inclusa na quota anual de 2015 (i) parte dos aportes CDE recebidos pelas concessionárias de distribuição no período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 que deverá ser recolhida dos consumidores e repassada à Conta CDE em cinco anos a partir da RTE de 2015; e (ii) a cota destinada à amortização da Conta ACR, com recolhimento e repasse à Conta CDE a partir do processo tarifário ordinário (RTA ou RTP) de 2015 (vide nota 27.6 e 28.1 de nossas demonstrações contábeis).
- Aumento de R\$ 1.851 milhões referente a outros encargos do consumidor, decorrente basicamente das Bandeiras Tarifárias que as distribuidoras faturaram de seus consumidores (R\$ 1.796 milhões) a partir de janeiro de 2015 (vide nota 27.5 de nossas demonstrações contábeis).

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

O Custo com Energia Elétrica em 2016 totalizou R\$ 11.200 milhões, representando uma redução de 15,9% (R\$ 2.112 milhões) comparado com 2015, apresentando as seguintes variações:

- Energia Elétrica Comprada para Revenda:  
 Redução de 16,9% (R\$ 1.998 milhões), devido principalmente: (i) da redução de 29,4% (R\$ 844 milhões) da energia adquirida de Itaipu, reflexo da redução de 31,0% no preço médio da energia elétrica comprada em função da depreciação média de 4,3% do real frente ao dólar em 2016 e pela redução de 32,3% na tarifa (que é determinada anualmente pela ANEEL em dólar/kW), compensado por um aumento de 2,3% na quantidade de energia comprada; (iii) da redução de 72,5% (R\$ 711 milhões) de energia comprada de curto prazo, impulsionado pela redução de 43,7% na quantidade de energia comprada; (iii) da redução 7,1% (R\$ 655 milhões) da energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, refletindo um aumento de 15,5% no volume de energia comprada, que foi compensado por reduções nos preços médios de compra praticados. Essas reduções foram parcialmente compensadas pela redução de 17,1% (R\$ 209 milhões) dos créditos de PIS e Cofins relativos a compra de energia.
- Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:  
 Redução de 7,8% (R\$ 114 milhões) devido principalmente pela redução (i) de 34,7% (R\$ 193 milhões) com os Encargos de serviço de sistema – ESS, e (ii) de 1,5% (R\$ 13 milhões) com Encargos de Rede Básica. Essas reduções foram parcialmente compensadas (iii) pelo aumento de 95,3% (R\$ 52 milhões) com Encargos de Energia de Reserva – ERR, e (iv) pelo aumento de 50,8% (R\$ 29 milhões) com Encargos de Conexão e (v) pela redução do crédito de PIS e Cofins no montante de R\$ 11 milhões (o que representa um aumento nas tarifas de uso da rede elétrica).

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

O Custo com Energia Elétrica em 2015 totalizou R\$ 13.312 milhões, representando um aumento de 25,1% (R\$ 2.669 milhões) comparado com 2014, apresentando as seguintes variações:

- Energia Elétrica Comprada para Revenda:

Aumento de 16,6% (R\$ 1.689 milhões), devido principalmente (i) do aumento de 107,4% (R\$ 1.486 milhões) da energia adquirida de Itaipu, reflexo do aumento de 110,5% (R\$ 1.507 milhões) no preço médio da energia elétrica comprada em função do reajuste do preço e da variação cambial (aumento de 41,6% na tarifa e desvalorização média de 41,8% do real em relação ao dólar); (ii) uma redução (que representa um aumento no custo com energia elétrica) de R\$ 2.341 milhões em reembolso de despesas por conta da CDE; (iii) do aumento de 4,0% (R\$ 355 milhões) da energia adquirida através de leilão no ambiente regulado; compensado parcialmente (iv) pela redução de 76,0% (R\$ 2.294 milhões) da energia adquirida no mercado livre, refletindo a diminuição de 41,9% (R\$ 1.266 milhões) na quantidade e 58,7% (R\$ 1.028 milhões) no preço médio da energia adquirida, e (v) pelo aumento de 19,1% (R\$ 191 milhões) dos créditos de PIS e Cofins.

- Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:

Aumento de 201,7% (R\$ 979 milhões) devido principalmente ao aumento dos: (i) Encargos de serviço de sistema – ESS de R\$ 882 milhões; (ii) Encargos de Rede Básica de R\$ 120 milhões; (iii) Encargos de Energia de Reserva de R\$ 44 milhões, e (iii) compensado parcialmente pelo aumento do crédito de PIS e Cofins no montante de R\$ 98 milhões.

### Custos e Despesas Operacionais:

#### Principais variações dos Custos e Despesas Operacionais de 2016, comparado com 2014:

Os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 5.389 milhões, um aumento de 16,1% (R\$ 747 milhões) quando comparado com 2015, devido principalmente aos seguintes eventos: (i) aumento de R\$ 307 milhões (29,4%) em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição e transmissão; (ii) aumento de R\$ 155 milhões (16,5%) em despesas com pessoal, devido ao acordo coletivo e um aumento de 33,6% em nosso número de empregados, embora isso se deva principalmente à aquisição da RGE Sul, tendo impactado apenas as despesas em novembro e dezembro; (iii) aumento de R\$ 92 milhões (16,5%) em despesa de serviço de terceiros; (iv) aumento de R\$ 67 milhões em despesas relacionadas a desativação e alienação de ativos; (v) um aumento de R\$ 59 milhões (6%) nas despesas de depreciação e amortização; (vi) aumento de R\$ 50 milhões (35,7%) com consumo de materiais em nossas operações; e (vii) aumento de R\$ 49 milhões (39%) na provisão para devedores duvidosos. Esses aumentos foram compensados por: (i) uma redução de 31% (R\$ 82 milhões) em despesas legais, judiciais e de indenização e (ii) redução de 15,7% (R\$ 48 milhões) nas despesas de amortização de Ativos Intangíveis de Concessão.

#### Principais variações dos Custos e Despesas Operacionais de 2015, comparado com 2014:

Os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 4.642 milhões, um aumento de 12,6% (R\$ 519 milhões) quando comparado com 2014. Esta variação deve-se a:

- Aumento de R\$ 87 milhões (10,2%) em despesas com pessoal, devido a um aumento de 8,2% em nosso número de empregados e acordo coletivo;
- Aumento de R\$ 120 milhões (10,3%) em depreciação e amortização basicamente como resultado do início operacional de novos investimentos de nossas subsidiárias e ativos incorporados pela aquisição da DESA;
- Aumento de R\$ 103 milhões (10,9%) em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição e transmissão;
- Aumento de R\$ 12 milhões (25,0%) em planos de pensão a empregados, como consequência dos resultados dos cálculos atuariais para 2015;

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Aumento de R\$ 55 milhões em materiais e serviços de terceiros;
- Aumento de R\$ 142 milhões (29,9%) em outras despesas operacionais, decorrente basicamente: (i) do aumento de R\$ 43 milhões na provisão para créditos de liquidação duvidosa decorrente, basicamente, de contas a receber de consumidores; (ii) do aumento de R\$ 71 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações; (iii) pela provisão para redução ao valor recuperável de ativos de R\$ 39 milhões nas controladas CPFL Telecom e CPFL Total, e (iv) compensado parcialmente pela redução de R\$ 21 milhões com a taxa de fiscalização cuja despesa em 2015 foi classificada como deduções à receita.

### Resultado financeiro:

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

O Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 1.453 milhões em 2016, representando uma redução de R\$ 46 milhões (3,2%), comparado com 2015. Esta variação decorre basicamente:

- Do aumento nas despesas financeiras de 4,0% (R\$ 103 milhões), principalmente em função do (i) aumento de 5% (ou R\$ 86 milhões) de encargos da dívida; (ii) aumento de R\$ 24 milhões decorrentes de atualizações do passivo financeiros setorial; e (iii) aumento de R\$ 17 milhões em atualizações monetárias e cambiais. Estes aumentos nas despesas financeiras foram parcialmente compensados por um aumento de R\$ 23 milhões (49,4%) com juros de empréstimos capitalizados, que é contabilizado como uma diminuição nas despesas financeiras.
- Do aumento nas receitas financeiras de 5,0% (R\$ 57 milhões), decorrente principalmente: (i) aumento de 41,2% (R\$ 195 milhões) na receita de aplicações financeiras; (ii) aumento de 14% (R\$ 30 milhões) de acréscimos e multa moratórias; e (iii) aumento de 21,6% (R\$ 26 milhões) de atualizações monetárias e cambiais. Esses aumentos foram parcialmente compensados por (i) uma redução de 79,9% (R\$ 130 milhões) na atualização de Ativo e Passivo Financeiro Setorial (vide Nota 8 de nossas demonstrações financeiras); (ii) uma redução de 58,4% (R\$ 49 milhões) na atualização de depósitos judiciais; e (iii) redução de R\$ 25 milhões na atualização de créditos tributários.

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

O Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 1.408 milhões em 2015, representando uma redução de R\$ 225 milhões, comparado com 2014. Esta variação decorre basicamente:

- Aumento nas despesas financeiras de 29,6% (R\$ 583 milhões), principalmente em função do aumento dos encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais de R\$ 622 milhões, devido ao aumento do endividamento, e compensado parcialmente do aumento dos juros capitalizados de R\$ 33 milhões basicamente em projetos de geração renováveis de energia elétrica; parcialmente compensadas pelo:
- Aumento nas receitas financeiras de 45,5% (R\$ 357 milhões), decorrente principalmente (i) da contabilização da atualização de ativo financeiro setorial, a partir de janeiro de 2015, no montante de R\$ 163 milhões; (ii) do aumento em rendimentos de aplicação financeira (R\$ 42 milhões), (iii) do aumento de acréscimos e multas moratórias (R\$ 69 milhões), (iv) do aumento da atualização de créditos fiscais (R\$ 42 milhões); (v) do aumento de atualizações monetárias e cambiais (R\$ 65 milhões); e compensado parcialmente (vi) pelo aumento das deduções de PIS e Cofins sobre as receitas financeiras no montante de R\$ 53 milhões.



## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

### 10.2 Comentários dos diretores sobre:

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

A segregação dos segmentos operacionais da Companhia é baseada na estrutura interna das informações financeiras e da Administração, e é efetuada através da segmentação pelos tipos de negócio: atividades de distribuição, fontes convencionais de geração, fontes de geração renováveis, comercialização e serviços.

A rentabilidade dos nossos segmentos é variável. Nosso segmento de distribuição reflete primordialmente as vendas a consumidores cativos e cobrança pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cujos preços são estabelecidos pelo órgão regulador. A quantidade vendida varia principalmente em função de fatores externos, tais como: temperatura, massa salarial e atividade econômica do país. Este segmento representou 78,7% em 2016, da nossa receita operacional líquida (em 2015, 82,4% e 79,2% em 2014), mas sua contribuição ao lucro líquido foi menor em 2016, representando 46,3% do lucro líquido no ano (71,5% em 2015 e 95,3% em 2014).

As contribuições dos segmentos de distribuição, geração convencional, geração renovável, comercialização e serviços para os segmentos de receita líquida e lucro líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 estão apresentados na tabela a seguir:

	Distribuição	Geração convencional	Geração renováveis	Comercialização	Serviços
<b>2016</b>					
Receita operacional líquida	78,7%	5,2%	8,8%	10,9%	2,1%
Lucro (prejuízo) líquido.....	46,3%	57,4%	-16,0%	12,8%	6,1%
<b>2015</b>					
Receita operacional líquida	82,4%	4,8%	7,8%	8,7%	1,4%
Lucro (prejuízo) líquido.....	71,5%	32,3%	-6,4%	10,1%	5,9%
<b>2014</b>					
Receita operacional líquida	79,2%	6,8%	7,9%	12,5%	2,0%
Lucro (prejuízo) líquido.....	95,3%	12,2%	-19,0%	15,3%	3,2%

Nosso segmento de geração por fontes convencionais consiste, em grande parte, de usinas hidrelétricas, e o nosso segmento de geração de fontes renováveis consiste de parques eólicos e usinas termelétricas, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Todas as nossas fontes de geração requerem um elevado investimento em ativos imobilizados, e nos primeiros anos normalmente demandam financiamentos relevantes para construção. A partir do momento em que esses projetos se tornarem operacionais, eles resultarão em uma margem mais elevada (o percentual da receita operacional na receita bruta) do que a margem do segmento de distribuição; no entanto, contribuirão com despesas com juros e custos financeiros mais elevados. Por exemplo, em 2016, nosso segmento de geração por fontes renováveis representou 17,4% de nosso lucro operacional, mas devido à significativa relevância das despesas financeiras incorridas no financiamento desses projetos, a contribuição do segmento para nosso lucro líquido foi negativa (-16,0%). Em 31 de dezembro de 2016, 2,4% do imobilizado de nosso segmento de geração de fontes renováveis estava em construção (8,9% em 31 de dezembro de 2015).

Nosso segmento de comercialização vende energia para consumidores livres e outras concessionárias e permissionárias.

Nosso segmento de serviços presta uma ampla gama de serviços relacionados à eletricidade. Estes serviços são projetados para ajudar nossos consumidores a melhorar a eficiência, custo e confiabilidade de equipamentos.

Nossos segmentos realizam compras e vendas de energia elétrica e serviços de valor agregado entre eles. Em especial, os segmentos de geração (por fontes convencionais e renováveis), de comercialização e serviços vendem energia e fornece serviços para nossas distribuidoras. Em nossas demonstrações consolidadas os resultados das transações inter-segmento são eliminadas. Entretanto, a análise dos resultados individuais dos segmentos seria inadequada e incorreta caso

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

desconsideremos estas operações. Como consequência, as vendas entre os segmentos não foram eliminadas na discussão dos resultados por segmentos.

Serviços corporativos e outras atividades não relacionadas nos segmentos anteriores são agrupados em "Outros". Estão incluídos na apresentação dos segmentos operacionais, itens diretamente a eles atribuíveis, bem como eventuais alocações necessárias, incluindo ativos intangíveis e respectivas amortizações.

### i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Nossa receita operacional é proveniente das atividades de distribuição, geração (por fontes convencionais e renováveis), comercialização e serviços relacionados à energia, conforme abaixo:

- Distribuição: consiste, em grande parte, de fornecimento de energia elétrica para clientes cativos, bem como recebimento da tarifa referente o uso da rede de distribuição;
- Geração: consiste na venda da energia gerada por fontes convencionais (hidrelétricas e termelétricas) e por fontes alternativas e renováveis, como PCH's, parques eólicos e termelétricas movidas a biomassa de cana de açúcar;
- Comercialização: consiste no fornecimento e suprimento de energia elétrica para clientes livres e venda para outras concessionárias e permissionárias;
- Serviços: consiste na prestação de serviço de valor agregado relacionado à energia elétrica, como sistema de autoprodução, sistema de transmissão, sistema de distribuição, manutenções elétricas, recuperação de equipamentos, eficiência energética dentre outras atividades de prestação de serviço.

Adicionalmente aos nossos cinco segmentos operacionais acima, nós consolidamos um número de atividades conhecidas como "Outros". As atividades consolidadas como Outros consistiam em (i) duas transmissoras controladas da CPFL Geração, das quais uma (CPFL Piracicaba) está operacional e outra (CPFL Morro Agudo) está em fase de construção; (ii) a CPFL Telecom e (iii) nossas despesas corporativas, exceto a amortização dos ativos intangíveis relacionados às nossas concessões, que é alocada nos nossos segmentos operacionais.

### ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

#### **Resultados das Operações —2016 em comparação a 2015**

##### ***Receitas Operacionais Líquidas***

Em comparação a 2015, as receitas operacionais líquidas apresentaram uma redução de 7,2% (ou R\$ 1.487 milhões) em 2016, totalizando R\$ 19.112 milhões. A redução na receita operacional refletiu principalmente da variação negativa de R\$ 4.601 milhões da receita de ativo e passivo financeiro setorial e a redução de R\$ 207 milhões na receita de atualização do ativo financeiro de concessão (vide notas 2.8 e 3.1 das nossas demonstrações financeiras).

Essas reduções foram compensadas (i) pela redução de R\$ 2.031 milhões nas deduções da receita operacional (descritas na sessão 10.1.h "Deduções da receita operacional"); (ii) aumento de R\$ 836 milhões em outras receitas operacionais (descritas na sessão "Outras receitas operacionais"; e (iii) aumento de R\$ 573 milhões em fornecimento de energia elétrica faturado (descritas na sessão "Receita Operacional Bruta").

A seguinte discussão descreve alterações nas nossas receitas operacionais por destino e por segmento, baseadas nos itens compreendidos na nossa receita bruta.

##### *Vendas por Destino*

##### *Vendas a consumidores finais*

Comparado a 2015, nossa receita operacional bruta de vendas a Consumidores Finais (que inclui a receita de TUSD de consumidores cativos) aumentou 2,4% (ou R\$ 573 milhões) em 2016, para



## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

R\$23.998 milhões. Nossas receitas operacionais brutas refletem principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão de nossas oito subsidiárias de distribuição, bem como a receita de TUSD a partir do uso de nossa rede por consumidores cativos e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme mostrado abaixo. Nossa receita operacional bruta também reflete as vendas para Consumidores Livres em categorias comerciais e industriais.

As tarifas das empresas de distribuição são ajustadas a cada ano, em percentuais específicos para cada categoria de consumidores. O mês em que o reajuste tarifário entra em vigor varia, impactando tanto o ano em que ocorre o reajuste tarifário quanto o ano seguinte. O ajuste nas maiores subsidiárias ocorreu em abril (CPFL Paulista), junho (RGE) e outubro (CPFL Piratininga). A RGE Sul, que está incluída em nossas demonstrações de resultado consolidadas desde 01 de novembro de 2016, tem seu reajuste tarifário anual em abril.

Em 2016, os preços de energia elétrica reduziram em média 0,8%, principalmente devido: (i) adoção da bandeira tarifária verde na maior parte de 2016, levando a uma redução da tarifa média quando comparada a bandeira tarifária vermelha aplicada na maior parte de 2015; (ii) o efeito positivo combinado dos ajustes tarifários de 2015 e 2016 (Reajuste Tarifário Anual – RTA ou Revisão Tarifária Periódica – RTP, uma vez que não há Reajuste Anual no ano de Revisão Periódica) para nossas distribuidoras (discutidas no item 10.2.b). Os preços médios gerais nas vendas para Consumidores Finais em 2016 foram mais altos para todas as classes de consumo:

- **Consumidores residenciais e comerciais.** Com relação aos consumidores cativos, que representam 99,1% da quantidade total vendida a essas categorias em nossas demonstrações consolidadas, os preços médios aumentaram 3,5% para os residenciais e 3,8% para os comerciais, devido aos reajustes tarifários anuais, como descritos acima. Com relação aos Consumidores Livres, que compreendem somente consumidores comerciais, o preço médio diminuiu 2,9%.
- **Consumidores industriais.** Os preços médios aumentaram 0,5% para os consumidores cativos, principalmente devido a reajustes tarifários e a bandeira verde durante a maior parte de 2016, conforme descrito acima. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para os consumidores industriais diminuiu 1,9%. A queda no preço médio para os consumidores industriais deveu-se a redução das tarifas em função dos reajustes tarifários anuais dos contratos para a utilização do nosso sistema de distribuição (TUSD) por Consumidores Livres.

O volume total de energia vendido a consumidores finais em 2016 apresentou um aumento de 3,3% em comparação a 2015. Esse aumento representa o efeito combinado de:

- um aumento de 33,5% (ou 1.638 GW) no volume de energia vendida aos Consumidores Livres Convencionais (impulsionados por aumentos de 1.210 GW para consumidores industriais e 421 GW para consumidores comerciais) pelas nossas subsidiárias de comercialização, como resultado da migração de Consumidores Cativos para a categoria "Consumidores Livres";
- um aumento de 405 GW no volume de energia proveniente de fontes renováveis vendidas a Consumidores Especiais Livres (aqueles consumidores cuja demanda de energia contratada entre 500 kV e 3 MW, que só podem comprar energia a partir de fontes renováveis);
- a inclusão das operações de distribuição da RGE Sul em nossos resultados consolidados nos dois últimos meses de 2016, o que resultou em um aumento de 1.141 GW, em comparação com nenhuma contribuição em 2015;

Esses efeitos foram compensados, em parte, pela redução de 4,2% (ou 1.686 GW) do volume vendido por nossas subsidiárias de distribuição (exceto a RGE Sul, conforme discutido acima) para Consumidores Cativos, principalmente no segmento industrial (1.097 GW) e comerciais (557 GW), devido à migração de alguns desses consumidores para a categoria "Consumidor Livre".

O volume vendido às categorias residencial e comercial, que representam 65,8% de nossas vendas a consumidores finais, aumento 1,9% (ou 308 GW) e 5,0% (ou 461 GW), respectivamente. Os aumentos dessas categorias foram devidos a:

- **Residencial:** (i) a inclusão das operações de distribuição da RGE Sul nos nossos resultados consolidados nos dois últimos meses de 2016, o que levou a um aumento de 426 GW vendidos a consumidores residenciais, em comparação com nenhum volume em 2015; (ii) compensado

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

parcialmente por uma redução de 0,7% (ou 118 GW) do volume vendido por nossas subsidiárias de distribuição (excluindo RGE Sul) para a categoria residencial, devido ao aumento do desemprego, diminuição dos rendimentos reais e aumento da eletricidade Tarifas.

- **Comercial:** (i) aumento de 421 GW no volume de energia vendida para a categoria comercial pelas nossas subsidiárias de comercialização, em função da migração de consumidores cativos para o mercado livre; (ii) aumento de 405 GW no volume de energia proveniente de fontes renováveis vendidas a consumidores comerciais que optaram por Consumidores Livres Especiais, cuja demanda de energia contratada está entre 500 kV e 3 MW e estão autorizados a comprar energia apenas a partir de fontes renováveis ; (iii) a inclusão das operações de distribuição da RGE Sul nos nossos resultados consolidados nos dois últimos meses de 2016, o que resultou em um aumento de 191 GW vendidos a consumidores comerciais, em comparação com nenhum volume em 2015; E (iv) parcialmente compensado por uma redução de 6,2% (ou 557 GW) de energia vendida a consumidores comerciais por nossas subsidiárias de distribuição, refletindo a migração de alguns consumidores do cativo para o mercado livre, bem como o impacto de fatores macroeconômicos como o aumento do desemprego.

O volume vendido ao consumidor industrial em 2016, que representa 22,0% de nossas vendas para consumidores finais (comparado a 23.6% em 2015), aumentou 2,1% em comparação ao ano de 2015. O volume vendido para consumidores cativos nesta categoria reduziu 11,5%, que representa o efeito líquido de uma diminuição de 1.097 GW relacionada às nossas subsidiárias de distribuição (exceto a RGE Sul), compensada parcialmente por 162 GW vendidos pela RGE Sul nos dois últimos meses de 2016 (em comparação a nenhum volume vendido em 2015). A queda líquida reflete a migração dos consumidores industriais do mercado cativo para o mercado livre. Em relação aos Consumidores Livres, os volumes vendidos aumentaram 26,2% (ou 1.210 GW), refletindo a mesma migração de consumidores, bem como melhorias nas condições econômicas brasileiras durante 2016.

### *Suprimento de energia elétrica*

Comparado a 2015, nossas receitas operacionais brutas das vendas para atacadistas diminuíram 1,2% (ou R\$ 41 milhões) para R\$ 3.496 milhões em 2016 (11,4% das nossas receitas operacionais brutas), devido principalmente a uma redução de 26,7% (ou R\$ 233 milhões) das vendas de energia de curto prazo, devido à redução nas tarifas médias praticadas apesar de um aumento de 43,9% na quantidade de energia vendida, compensado (i) pelo aumento de 6,6% (ou R\$ 148 milhões) em vendas de energia a outras concessionárias e permissionárias, o que representa o efeito líquido de um aumento de 15,0% no volume de energia vendida e uma diminuição de 7,2% do preço médio, e (ii) aumento de 9,9% (ou R\$ 48 milhões) no suprimento de energia elétrica para Furnas devido a um aumento de 9,6% no preço médio praticado com a quantidade de energia vendida relativamente estável.

### *Outras receitas operacionais*

Conforme mencionado acima, a partir de 2016 a linha do Resultado "Atualização do Ativo Financeiro da Concessão" (que está relacionado ao segmento de Distribuição) foi incluída em Outras receitas operacionais, dentro da Receita operacional líquida, juntamente com outras receitas relacionadas a atividade principal dos ativos. Este item era previamente apresentado como parte do Resultado financeiro líquido. Informações de 2014 e 2015 foram reapresentadas para refletir esta reclassificação a apresentação.

Comparado a 2015, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de TUSD de consumidores cativos) apresentaram redução de 55,0% (ou R\$ 3.901 milhões) em 2016, para R\$ 3.189 milhões (10,4% das nossas receitas operacionais brutas), devido principalmente:

- (i) uma variação negativa de R\$ 4.601 milhões na receita de ativo e passivo financeiro setorial, o que representou uma despesa de R\$ 2.095 milhões em 2016 em comparação com uma receita de R\$ 2.507 milhões em 2015. Esta despesa reflete as diferenças temporárias entre os custos orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) incluídos na tarifa no início do período tarifário e aquelas efetivamente incorridas ao longo do período de vigência da tarifa, constituindo um direito de pagar ou receber dos consumidores através de tarifas subsequentes ou de pagar

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

ou receber da autoridade concedente os montantes remanescentes à expiração da concessão. Isto leva a um ajuste para reconhecer a futura diminuição (ou aumento) das tarifas para levar em conta custos mais baixos (ou adicionais) no ano corrente, sendo esse ajuste reconhecido como um item positivo (ou negativo) de receita. A redução desse item em 2016 foi impulsionada principalmente por uma redução de R\$ 930 milhões em contribuições para a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, um decréscimo de R\$ 752 milhões referentes a custos de energia elétrica e uma redução de R\$ 731 milhões relativa ao repasse através de Itaipu. Para mais informações, vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas e auditadas; e

- (ii) a redução de R\$ 207 milhões na receita de atualização do ativo financeiro de concessão (vide notas 2.7 e 3.1 das nossas demonstrações financeiras consolidadas).

Estas reduções foram parcialmente compensadas por:

- (i) aumento de 41,4% (ou R\$ 370 milhões) nas receitas de subvenção baixa renda e descontos tarifários com recursos da conta CDE (vide nota 27.4 de nossas demonstrações financeiras);
- (ii) aumento de 29,4% (ou R\$ 307 milhões) na receita de construção de infraestrutura de concessão; e
- (iii) um aumento de 8,4% (ou R\$ 159 milhões) na receita de TUSD pela utilização de nossa rede por consumidores livres que comprem energia de outros geradores devido ao reajuste anual dos contratos.

### *Deduções das receitas operacionais*

Deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS) é calculado com base na receita bruta de venda para consumidores finais (fornecimento faturado); o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta total, e os programas de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida, enquanto outros encargos setoriais podem variar dependendo da tarifa ou da quota determinada pela ANEEL. Estas deduções representaram 37,9% de nossa receita operacional bruta em 2016 e 39,9% em 2015. Comparado a 2015, essas deduções decresceram 14,8% (ou R\$ 2.031 milhões) atingindo R\$ 11.672 milhões em 2016, principalmente devido: (i) a um redução de R\$ 1.366 milhões em receitas de bandeira tarifária reconhecidas, a serem repassados para a Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária, geridos pela CCEE; (ii) redução de R\$ 609 milhões das contribuições para a Conta CDE, como resultado das novas quotas definidas pela ANEEL em 2016 (vide nota 27.6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas); e (iii) uma redução de 10,9% (ou R\$ 323 milhões) do PIS e COFINS, basicamente devido à redução em nossa receita operacional bruta (base de cálculo desses impostos). Essas reduções foram parcialmente compensadas por um aumento de 5,3% (ou R\$ 249 milhões) em ICMS, como resultado do aumento em nosso fornecimento faturado.

### *Vendas por segmento*

#### *Distribuição*

Comparado a 2015, nossas receitas operacionais líquidas do nosso segmento de distribuição apresentaram uma redução de 11,4% (ou R\$ 1.928 milhões) atingindo R\$ 15.040 milhões em 2016. Essa redução refletiu principalmente a diminuição de R\$ 4.011 milhões de nossa receita operacional bruto, devido basicamente pela:

- (i) variação negativa de R\$4.601 milhões na receita de ativo e passivo financeiro setorial, que representou uma despesa de R\$ 2.095 milhões em 2016 em comparação com uma receita de R\$ 2.507 milhões em 2015 (vide "outras receitas operacionais" acima);

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

- (ii) redução de R\$ 207 milhões na receita de atualização do ativo financeiro da concessão (vide "outras receitas operacionais" acima); e
- (iii) redução de R\$ 56 milhões em receita de suprimento de energia, impulsionada por uma queda de 49,6% no preço médio da energia vendida no mercado spot, apesar de significativo aumento no volume de energia vendida;

parcialmente compensado pelo:

- (i) aumento de R\$ 370 milhões relacionado a subsídios de baixa renda e descontos em tarifas reembolsadas pelos recursos da Conta CDE;
- (ii) aumento de R\$ 295 milhões em receita de construção da infraestrutura da concessão;
- (iii) aumento de R\$ 160 milhões na receita de TUSD pela utilização de nossa rede por Consumidores Livres que compram energia elétrica de outros fornecedores; e
- (iv) aumento de 0,6% (ou R\$ 136 milhões) na receita de vendas a consumidores finais, devido principalmente ao efeito combinado da contribuição de R\$ 677 milhões da RGE Sul nos dois últimos meses de 2016 e do reajuste positivo médio nas tarifas de Consumidores Residenciais de R\$ 218 milhões, parcialmente compensado por uma redução de R\$ 751 milhões em relação aos consumidores comerciais e industriais, devido principalmente à migração de alguns desses consumidores do mercado cativo para o mercado livre.

Esses efeitos negativos sobre a receita operacional bruta de nosso segmento de distribuição foram parcialmente compensados por uma redução de 15,6% (ou R\$ 2.083 milhões) em deduções de receitas operacionais, devido principalmente pela (i) redução de 76,1% (ou R\$ 1.366 milhões) relativos às receitas de bandeiras tarifárias reconhecidas, a ser repassado para a Conta Centralizadora Recursos das Bandeiras Tarifárias, gerida pela CCEE; (ii) redução de 15,4% (ou R\$ 609 milhões) da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE devido a novas quotas definidas pela ANEEL para 2016 (ver nota 27.6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais); e (iii) uma redução de 13,8% (ou R\$ 367 milhões) em PIS e COFINS, devido basicamente a redução da receita operacional bruta (base de cálculo desses tributos). Estas reduções foram parcialmente compensadas por um aumento de 5,4% (ou R\$ 247 milhões) em ICMS, como resultado do aumento de nosso fornecimento faturado.

### *Geração (fontes convencionais)*

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de geração de fontes convencionais em 2016 totalizaram R\$ 1.003 milhões, um aumento de 2,0% (ou R\$ 20 milhões) comparada a R\$ 984 milhões em 2015. Essa redução deveu-se principalmente ao aumento de 9,9% (ou R\$ 48 milhões) na receita de vendas para Furnas (substancialmente por conta do preço), parcialmente compensada por (i) uma redução de 4,5% (ou R\$ 26 milhões) na receita de vendas para nossas subsidiárias de distribuição, o que representa o efeito líquido de uma redução de 15,2% no volume vendido, compensado pelo aumento nos preços médios da energia vendida; e (ii) um aumento de 5,8% (ou R\$ 5 milhões) nas deduções fiscais de PIS e COFINS decorrentes do aumento da receita operacional bruta do segmento (base de cálculo desses impostos).

### *Geração (fontes renováveis)*

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de geração de fontes renováveis em 2016 totalizaram R\$ 1.673 milhões, um aumento de 4,7% (ou R\$ 75 milhões) comparado a R\$ 1.598 milhões em 2015. Esse aumento deveu-se principalmente pelo (i) aumento de R\$ 90 milhões na receita de consumidores livres no setor Comercial, para R\$ 96 milhões contra R\$ 6 milhões em 2015, impulsionado principalmente pela migração de consumidores especiais livres cativos, compensado por uma diminuição dos preços médios de venda; e (ii) aumento de 4,5% (ou R\$ 70 milhões) na receita de vendas para outras concessionárias e permissionárias, impulsionado pelos aumentos nos preços médios de venda.

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

Esses aumentos foram parcialmente compensados por: (i) uma redução de 56,7% (ou R\$ 56 milhões) na receita de energia vendida no mercado spot, impulsionada por uma queda significativa nos preços médios de venda, apesar de um aumento de 14,8% em nosso volume de energia vendido; (ii) redução de 58,1% (ou R\$ 20 milhões) em outras receitas operacionais em 2016, devido principalmente ao fato de que 2015 inclui R\$ 29 milhões referente ao reconhecimento de receita de seguros pagos à CPFL Bio Pedra e CPFL Coopcana; e (iii) aumento de 6,6% (ou R\$ 6 milhões) das deduções fiscais de PIS e COFINS decorrentes do aumento da receita operacional bruta do segmento (base de cálculo desses impostos).

O aumento do volume de energia vendido tanto para consumidores livres como no mercado livre reflete o início das operações de Campos de Ventos e Complexo Eólico de São Benedito, ocorridos em abril e julho de 2016, respectivamente.

### *Comercialização*

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de comercialização em 2016 totalizaram R\$ 2.087 milhões, um aumento de 16,0% (ou R\$ 288 milhões) comparado a R\$ 1.799 milhões em 2015. O aumento deveu-se principalmente a (i) um aumento de 23,9% (ou R\$ 254 milhões) na receita de venda para consumidores livres industriais, refletindo um aumento de 26,2% no volume de energia vendida; (ii) um aumento de 212,8% (ou R\$ 97 milhões) na receita de venda para consumidores livres comerciais, impulsionado por um aumento de 222,3% no volume de energia vendida; e (iii) aumento de R\$ 57 milhões em outras receitas operacionais, refletindo o recebimento de indenização de empresas de geração que não entregaram os volumes de energia contratados para 2016.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por: (i) uma redução de 63,6% (ou R\$ 101 milhões) na receita de vendas no mercado livre, impulsionada pela queda de 45,7% no volume de energia vendida; e (ii) aumento de 16,4% (ou R\$ 30 milhões) nas deduções de PIS e COFINS das receitas operacionais, devido principalmente ao aumento da receita operacional bruta do segmento (base de cálculo desses impostos).

### *Serviços*

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de serviços em 2016 totalizaram R\$ 400 milhões, um aumento de 35,9% (ou R\$ 106 milhões) comparada a R\$ 295 milhões em 2015. Esse aumento foi devida principalmente: (i) ao aumento de R\$ 67 milhões em receitas de contrato de construção; (ii) aumento de R\$ 35 milhões em receitas de serviços de terceirização administrativa e de TI; e (iii) aumento de R\$ 28 milhões em receitas de aluguel de ativos de geração e de serviços de consultoria e gestão relacionados a melhorias na eficiência energética. Estes aumentos foram parcialmente compensados por: (i) a redução de R\$ 19 milhões em receitas de serviços de cobrança de nossa subsidiária CPFL Total; e (ii) um aumento de 53,8% (ou R\$ 9 milhões) nas deduções fiscais de PIS e COFINS das receitas operacionais, principalmente devido ao aumento de nossas receitas operacionais brutas (base de cálculo desses impostos).

## **Resultado do Serviço de Energia Elétrica consolidado**

### *Custo de Energia Elétrica*

*Energia comprada para revenda.* Comparado a 2015, nossos custos de compra de energia comprada para revenda diminuíram 16,9% (ou R\$ 1.998 milhões) em 2016 para R\$ 9.849 milhões (59,4% de nossos custos e despesas operacionais totais) em comparação com R\$ 11.847 (Representando 66,0% do total de nossos custos operacionais e despesas operacionais), devido principalmente pela redução de 23,8% no preço médio, reflexo:

- (i) de uma redução de R\$ 844 milhões na compra de energia de Itaipu, decorrente da redução de 31,0% no preço médio da energia comprada, causada pela queda de 32,3% da tarifa (que é estabelecida anualmente pela ANEEL em US\$/kW) e pela desvalorização média de 4,3% do real em relação ao dólar em 2016, compensado por um aumento de 2,3% no volume de energia comprada;

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

- (ii) uma redução de 72,5% (ou R\$ 711 milhões) no custo de energia comprada no mercado livre, impulsionado por uma redução de 43,7% na quantidade de energia comprada; e
- (iii) (iii) redução de 7,1% (ou R\$ 655 milhões) no custo de energia adquirida no mercado regulado, refletindo aumento de 15,5% na quantidade de energia comprada, compensado pela redução nos preços médios de compra de energia.

Essas reduções foram parcialmente compensadas por uma redução de R\$ 209 milhões (ou 17,1%) dos créditos tributários de PIS e COFINS relativos a compras de energia.

*Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição.* Comparado a 2015, nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram uma diminuição de 7,8% (ou R\$ 114 milhões) para R\$ 1.351 milhões em 2016, principalmente devido (i) a redução de R\$ 193 milhões com Encargos de Serviço do Sistema - ESS; e (ii) a redução de R\$ 13 milhões com Encargos da Rede Básica; que foram parcialmente compensados (i) por um aumento de R\$ 54 milhões com Encargos de Energia de Reserva – EER; (ii) aumento de R\$ 29 milhões em Encargos de Conexão; e (iii) redução de R\$ 11 milhões em créditos tributários referentes a encargos de uso da rede (o que representa um aumento nas tarifas de uso da rede elétrica). Para maiores informações, vide nota 28 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

### *Outros custos e despesas operacionais*

Nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, custo dos serviços prestados para terceiros, custos relativos à construção de infraestrutura de concessão e despesas de vendas, gerais e administrativas.

Comparado a 2015, nossos outros custos e despesas operacionais apresentaram aumento de 16,1% (ou R\$ 747 milhões) para R\$ 5.389 milhões em 2016, devido principalmente aos seguintes eventos: (i) aumento de 29,4% (ou R\$ 307 milhões) em despesas relacionadas à construção da infraestrutura da concessão; (ii) um aumento de 16,5% (ou R\$ 155 milhões) de despesas com pessoal, refletindo o aumento dos custos devido ao acordo coletivo e um aumento de 33,6% no número de funcionários no final do ano, embora isso se deva principalmente à aquisição da RGE Sul tendo impactado apenas as despesas em novembro e dezembro; (iii) aumento de 16,5% (ou R\$ 92 milhões) de despesas com serviços de terceiros; (iv) aumento de R\$ 67 milhões em despesas relacionadas à desativação e alienação de ativos; (v) aumento de 6% (ou R\$ 59 milhões) nas despesas de depreciação e amortização; (vi) aumento de 35,7% (ou R\$ 50 milhões) no consumo de materiais; e (vii) aumento de 39% (ou R\$ 49 milhões) na provisão para créditos de liquidação duvidosa.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por: (i) uma redução de 31% (ou R\$ 82 milhões) em despesas legais, judiciais e de indenização; e (ii) redução de 15,7% (ou R\$ 48 milhões) nas despesas relativas a amortização do Ativo Intangível da Concessão.

### *Resultado do Serviço de Energia Elétrica*

Comparado a 2015, nosso resultado do serviço reduziu 4,6% (ou R\$ 122 milhões) para R\$ 2.523 milhões em 2016, uma vez que a redução da nossa receita operacional líquida (ou R\$ 1.491 milhões) foi maior que a redução em nossos custos de geração e distribuição de energia elétrica e outros custos e despesas operacionais (ou R\$ 1.368 milhões).

### **Resultado do Serviço de Energia Elétrica por Segmento**

#### *Distribuição*

Comparado a 2015, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de distribuição diminuiu 19,5% (ou R\$ 303 milhões) para R\$ 1.254 milhões em 2016. Conforme discutido acima, a receita operacional líquida diminuiu em 11,4% (ou R\$ 1.928 milhões) enquanto os custos e despesas operacionais relacionados ao segmento de distribuição diminuíram 10,5% (ou R\$ 1.625 milhões). Os principais fatores que contribuíram para as variações de custos e despesas operacionais foram:

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

*Custos com energia elétrica:* em comparação a 2015, os custos com energia elétrica apresentaram redução de 18,3% (ou R\$ 2.187 milhões), para R\$ 9.760 milhões em 2016. O custo da energia comprada para revenda diminuiu 19,6% (ou R\$ 2.065 milhões), refletindo (i) uma redução de 29,4% (ou R\$ 844 milhões) na compra de energia elétrica de Itaipu, conforme descrito acima; (ii) uma redução de 10,2% (ou R\$ 805 milhões) no custo de energia adquirida no mercado regulado, refletindo um aumento de 11,8% na quantidade de energia comprada, mais que compensado pela redução dos preços praticados; e (iii) uma redução de 74,4% (ou R\$ 628 milhões) no custo de energia comprada no mercado livre e através do PROINFA, impulsionado por uma redução de 60,5% na quantidade de energia comprada. Estas reduções foram parcialmente compensadas por uma redução de 19,6% (ou R\$ 211 milhões) de créditos tributários de PIS e COFINS relacionados a compras de energia.

Adicionalmente os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição diminuíram 8,8% (ou R\$ 122 milhões), principalmente devido: (i) a uma redução de 34,5% (ou R\$ 191 milhões) nos custos dos Encargos de Serviço do Sistema; e (ii) redução de R\$ 16 milhões no custo da Rede Básica. Essas diminuições nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição foram parcialmente compensadas por: (i) aumento de 95,2% (ou R\$ 52 milhões) dos custos com Energia de Reserva; (ii) aumento de 32,6% (ou R\$ 19 milhões) em custos de Encargos de Conexão; e (iii) uma redução de 8,2% (ou R\$ 11 milhões) em créditos tributários relativos a encargos de uso da rede (o que representa um aumento nos encargos de utilização da rede elétrica).

*Outros custos e despesas operacionais.* Comparado a 2015, nossos outros custos e despesas operacionais no segmento de distribuição apresentaram aumento de 16,2% (ou R\$ 562 milhões) para R\$ 4.026 milhões em 2016, devido principalmente: (i) a um aumento de 29,3% (ou R\$ 295 milhões) em custos de construção de infraestrutura da concessão; ; e (ii) a um aumento de 24,2% (ou R\$ 128 milhões) de despesas com serviços de terceiros; (iii) um aumento de 11,3% (ou R\$ 74 milhões) nas despesas de pessoal devido ao impacto do acordo coletivo negociado e um aumento de 52,2% no número de empregados neste segmento no final do ano, principalmente devido à aquisição da RGE Sul tendo impactado apenas as despesas em novembro e dezembro; (iv) um aumento de 38,4% (ou R\$ 47 milhões) na provisão para créditos de liquidação duvidosa; (v) um aumento de 7,8% (ou R\$ 36 milhões) em despesas de depreciação e amortização; (vi) aumento de 30,3% (ou R\$ 29 milhões) nas despesas com consumo de materiais; (vii) aumento de 93,1% (ou R\$ 26 milhões) de despesas relacionadas a perdas na desativação e alienação de ativos não circulantes; e (viii) aumento de 46,2% (ou R\$ 15 milhões) em despesas com taxas regulamentares. Esses aumentos foram parcialmente compensados por uma redução de 21,1% (ou R\$ 52 milhões) em despesas legais, judiciais e de indenização.

### *Geração (fontes convencionais)*

Comparado a 2015, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração convencional aumentou 23,7% (ou R\$ 129 milhões) para R\$ 672 milhões em 2016. Esse aumento se deu principalmente em razão do aumento de 2,0% (ou R\$ 20 milhões) na receita operacional líquida, conforme discutido na sessão "Vendas por Segmentos" acima, combinado com a redução de 24,9% (ou R\$ 110 milhões) nos custos e despesas operacionais, devido principalmente a uma redução de R\$ 127 milhões com energia comprada para revenda decorrente principalmente da redução de 30,2% na quantidade de energia comprada combinada com os menores preços praticados em relação a 2015, parcialmente compensada com o aumento de 7,2% (ou R\$ 16 milhões) de outros custos e despesas operacionais devido principalmente (i) ao reconhecimento da despesa de R\$ 7 milhões com a amortização dos custos do GSF (vide nota 29 às nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais auditadas); e (ii) aumento de R\$ 5 milhões (ou 30,0%) milhões em despesas com arrendamento e alugueres de ativo.

### *Geração (fontes renováveis)*

Comparado a 2015, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração de fontes renováveis apresentou redução de 4,5% (ou R\$ 21 milhões) para R\$ 440 milhões em 2016. Essa redução se deu principalmente ao aumento de 8,4% (ou R\$ 95 milhões) nos custos e despesas operacionais que superou o aumento de 4,5% (ou R\$ 75 milhões) da receita operacional líquida (conforme discutido na seção "Venda por Segmento" acima).

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

O aumento de custos e despesas operacionais reflete principalmente: (i) um aumento de R\$ 98 milhões em despesas com depreciação e baixas de ativos não circulantes, principalmente PCHs Aiuruoca (R\$ 40 milhões de provisão para perda de valor recuperável de ativo e baixa de R\$ 14 milhões), Cachoeira Grande (baixa de R\$ 7 milhões), Santa Cruz (baixa de R\$ 6 milhões), Campo dos Ventos IV (baixa de R\$ 4 milhões) e Eurus V (baixa de R\$ 4 milhões), somado ao fato de que, em 2015, reconhecemos um resultado positivo nesta rubrica de R\$ 24 milhões derivado da compensação por perda de ativos não circulantes referente a seguro pago às instalações de geração de biomassa CPFL Bio Pedra (R\$ 21 milhões) e CPFL Bioenergia (R\$ 3 milhões); (ii) aumento de 21,2% (ou R\$ 32 milhões) de despesas com serviços de terceiros; (iii) um aumento de 4,5% (ou R\$ 17 milhões) nas despesas de depreciação e amortização; (iv) um aumento de 21,8% (ou R\$ 12 milhões) em despesas de pessoal em decorrência do acordo coletivo; e (v) um aumento de 14,4% (ou R\$ 11 milhões) nas taxas de uso do sistema de transmissão e distribuição. Estes aumentos nos custos foram parcialmente compensados por uma redução de 62,2% (ou R\$ 89 milhões) no custo de energia comprada no mercado livre, impulsionada pela queda nos preços médios praticados.

### *Comercialização*

Comparado a 2015, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de comercialização aumentou 27,1% (ou R\$ 34 milhões) para R\$ 159 milhões em 2016. Esse aumento foi devido ao efeito líquido do aumento de 16% (ou R\$ 288 milhões) da receita operacional líquida do segmento, conforme discutido na seção "Vendas por Segmento" acima, que superou o aumento de 15,2% (ou R\$ 254 milhões) de custos e despesas operacionais. O aumento de custos e despesas deveu-se principalmente a um aumento de 17,4% (ou R\$ 307 milhões) no custo de energia adquirida no mercado regulado, impulsionado por um aumento de 26,2% no volume de energia comprada parcialmente compensado pela redução no preço da energia comprada. Esse aumento foi parcialmente compensado por: (i) redução de 98,2% (ou R\$ 32 milhões) no custo de energia comprada no mercado livre, impulsionada pela redução dos preços médios praticados e redução de 22,8% no volume de energia adquirida; e (ii) um aumento de 15,3% (ou R\$ 25 milhões) em créditos de PIS e Cofins relacionados a compras de energia (o que representa um aumento nas tarifas de uso da rede elétrica).

### *Serviços*

Comparado a 2015, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de serviço apresentou aumento de 113,5% (ou R\$ 35 milhões) para R\$ 65 milhões em 2016. Esse aumento se deu devido ao efeito líquido do aumento de 35,9% (ou R\$ 106 milhões) na receita operacional líquida, conforme discutido na seção "Vendas por Segmento" acima, que superou o aumento de 26,9% (ou R\$ 71 milhões) nos custos e despesas operacionais. O aumento dos custos e despesas deveu-se, principalmente, a: (i) aumento de R\$ 41 milhões em despesas com pessoal, em função do aumento do número de empregados e do acordo coletivo negociado; e (ii) aumento de R\$ 29 milhões nas despesas com consumo de materiais.

## **Lucro líquido Consolidado**

### *Despesa Financeira Líquida*

Em comparação a 2015, nossa despesa financeira líquida aumentou 3,2% (ou R\$ 46 milhões), passando de R\$ 1.408 milhões em 2015 para R\$ 1.453 milhões em 2016, devido principalmente a um aumento de R\$ 103 milhões em nossas despesas financeiras, compensado por um aumento de R\$ 57 milhões em nossas receitas financeiras.

Os motivos do aumento nas despesas financeiras são: (i) aumento de 5% (ou R\$ 86 milhões) de encargos da dívida; (ii) aumento de R\$ 24 milhões em decorrentes da atualização de passivo financeiro setorial; e (iii) aumento de 2,4% (ou R\$ 17 milhões) em atualizações monetárias e cambiais. Estes aumentos nas despesas financeiras foram parcialmente compensados por um aumento de 49,4% (ou R\$ 23 milhões) em custos de empréstimos capitalizados, que é contabilizado como uma redução nas despesas financeiras.

O aumento na receita financeira deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento de 41,2% (ou R\$ 195 milhões) na receita de aplicações financeiras; (ii) aumento de 14% (ou R\$ 30 milhões) de



## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

juros e multa; e (iii) aumento de 21,6% (ou R\$ 26 milhões) com atualizações monetárias e cambiais, que foram parcialmente compensados por (i) uma redução de 79,9% (ou R\$ 130 milhões) na receita de atualização de passivo financeiros setorial (vide nota 8 às nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas); (ii) uma redução de 58,4% (ou R\$ 49 milhões) na receita de atualização de depósitos judiciais; e (iii) redução de R\$ 25 milhões em atualização de créditos tributários.

Em 31 de dezembro de 2016, nosso endividamento em reais somou R\$ 16.452 milhões (ou R\$ 14.793 milhões em 2015), sobre o qual incidem juros e inflação, calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro brasileiro. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 14% em 2016, comparado a 13,2% em 2015, e a TJLP aumentou para 7,5% em 2016, em comparação com 7,0% em 2015. Possuíamos ainda o equivalente a R\$ 5.502 milhões (ou R\$ 6.940 milhões em 2015) de endividamento em dólares norte-americanos. A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento em dólares norte-americanos e variações nas taxas de juros, nós temos a política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros.

### *Imposto de Renda e Contribuição Social*

Nosso encargo líquido do imposto de renda e contribuição social passou para R\$ 501 milhões em 2016 comparado com R\$ 579 milhões em 2015. A alíquota efetiva de 36,3% sobre o lucro antes dos tributos em 2016, foi maior do que a alíquota oficial de 34%, devido principalmente à impossibilidade de registro de alguns prejuízos fiscais. Tais créditos não constituídos correspondem ao prejuízo gerado para o qual, neste momento, não há razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para à sua absorção (ver nota 9.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas).

### *Lucro líquido*

Comparado a 2015 e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou aumento de 0,4% (ou R\$ 4 milhões), para R\$ 879 milhões em 2016.

### **Lucro Líquido por Segmento**

Em 2016, 46,3% do nosso lucro líquido foi resultado de nosso segmento de distribuição, 57,4% do nosso segmento de geração de fontes convencionais, -16,0% do nosso segmento de geração de fontes renováveis, 12,8% de nosso segmento de comercialização, 6,1% de nosso segmento de serviços e -6,6% de outros segmentos.

### *Distribuição*

Comparado a 2015, o lucro líquido do segmento de distribuição diminuiu 34,9% (ou R\$ 219 milhões), para R\$ 407 milhões em 2016, principalmente devido a diminuição de 19,5% (R\$ 303 milhões) no resultado do serviço de energia elétrica e um aumento de 6,7% (ou R\$ 35 milhões) das despesas financeiras líquidas, parcialmente compensado pela diminuição de 28,7% (ou R\$ 119 milhões) em imposto de renda e contribuição social.

O aumento nas despesas financeiras líquidas foi devido principalmente:

- um aumento de R\$ 75 milhões nas despesas financeiras, devido basicamente ao aumento de R\$ 108 milhões com encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais decorrentes de maior endividamento, parcialmente compensado por uma redução de R\$ 31 milhões em outros despesas financeiras, principalmente juros sobre empréstimos com partes relacionadas e impostos sobre operações Financeiras – IOF); parcialmente compensado por:
- um aumento de R\$ 41 milhões nas receitas financeiras, principalmente devido: (i) a um aumento de 126,5% (ou R\$ 207 milhões) na receita de aplicações financeiras; e (ii) aumento de 13,6% (ou R\$ 29 milhões) de juros e multas, parcialmente compensados por: (i) uma redução de 79,6% (ou R\$ 130 milhões) em atualização de passivos financeiros setorial (vide nota 8 das nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas); e (ii) uma redução de 56,6% (ou R\$ 48 milhões) em atualização de depósitos judiciais.

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

### *Geração (fontes convencionais)*

Comparado a 2015, o lucro líquido do nosso segmento de geração de fontes convencionais aumentou 78,5% (ou R\$ 222 milhões), para R\$ 505 milhões em 2016, comparado a R\$ 283 milhões em 2015, refletindo (i) o aumento de 23,7% (ou R\$ 129 milhões) no resultado do serviço; (ii) aumento de 43,6% (ou R\$ 95 milhões) na receita de participações societárias de controladas em conjunto (vide nota 13 de nossas demonstrações financeiras) e (iii) uma redução de 13,6% R\$ 60 milhões nas despesas financeiras líquidas, compensados parcialmente por um aumento de 162,3% (ou R\$ 61 milhões) nas despesas com imposto de renda e contribuição social. A redução nas despesas financeiras líquidas reflete: o aumento de 102,9% (ou R\$ 52 milhões) na receita de aplicações financeiras, e (ii) a um aumento de 106,1% (ou R\$ 35 milhões) em atualizações monetárias e cambiais positivas, parcialmente compensado por um aumento de R\$ 13 milhões em encargos da dívida e atualizações monetárias e cambiais negativas, devido principalmente ao aumento do nosso nível de endividamento.

### *Geração (fontes renováveis)*

Comparado a 2015, o prejuízo líquido de nossa geração do segmento de fontes renováveis aumentou 150,1% (ou R\$ 85 milhões) para R\$ 141 milhões em 2016, em comparação ao prejuízo líquido de R\$ 56 milhões em 2015, como resultado da redução de 4,5% (ou R\$ 21 milhões) nas receitas do serviço de energia elétrica, e um aumento de 14,3% (ou R\$ 67 milhões) nas despesas financeiras líquidas, parcialmente compensado por uma redução de R\$ 3 milhões nas despesas de imposto de renda e contribuição social. O aumento nas despesas financeiras líquidas foi devido principalmente do aumento de R\$ 92 milhões em encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais, compensada por um aumento de R\$ 22 milhões em juros de empréstimos capitalizados.

### *Comercialização*

Comparado a 2015, o lucro líquido de nosso segmento de comercialização aumentou 27,5% (ou R\$ 24 milhões), para R\$ 112 milhões em 2016, refletindo um aumento de 27,1% (ou R\$ 34 milhões) no resultado do serviço e pequena redução de R\$ 2 milhões no resultado financeiro líquido, compensado principalmente por um aumento de R\$ 12 milhões na despesa de imposto de renda e contribuição social.

### *Serviços*

Comparado a 2015, o lucro líquido de nosso segmento de serviços aumentou 4,2% (ou R\$ 2 milhões), para R\$ 54 milhões em 2016, refletindo (i) um aumento de 113,5% (ou R\$ 35 milhões) no resultado do serviço, parcialmente compensada por uma redução de R\$ 37 milhões em rendas de aplicações financeiras. As despesas de imposto de renda e contribuição social diminuíram em R\$ 1 milhão.

## **Resultados das Operações —2015 em comparação a 2014**

### ***Receitas Operacionais Líquidas***

Em comparação a 2014, as receitas operacionais líquidas apresentaram aumento de 18,4% (ou R\$ 3.200 milhões) em 2015, totalizando R\$ 20.599 milhões. O aumento na receita operacional refletiu principalmente o aumento do reajuste tarifário médio global, que combina o reajuste tarifário anual (RTA), bandeiras tarifárias e os efeitos da revisão tarifária extraordinária (RTE) em nossas subsidiárias de distribuição, impactando as vendas de energia elétrica para consumidores cativos e receita de TUSD de consumidores livres em nossas áreas de concessão. Reflete, também, o aumento de R\$ 1.596 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, totalizando R\$ 2.507 milhões em 2015 comparado com R\$ 911 milhões em 2014. Esta receita reflete diferenças temporárias entre os nossos custos orçados incluídos na tarifa no início do período tarifário, e os efetivamente incorridos enquanto em vigor, criando um direito contratual de receber ou pagar caixa dos consumidores através de tarifas subsequentes ou o direito /obrigação com o poder concedente sobre quaisquer valores remanescentes ao término da concessão (ver nota 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas). Este registro reconhece o futuro aumento (ou diminuição) nas tarifas em função de custos adicionais (ou inferiores)

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

no ano em curso, reconhecido como um item positivo (ou negativo) da receita. O aumento em 2015 foi principalmente em função da desvalorização do real, gerando futuros reajustes nas tarifas que levam em conta as despesas maiores na compra de energia da usina de Itaipu em dólares norte-americanos.

A receita operacional líquida em 2015 inclui a receita operacional líquida dos ativos adquiridos de WF2 (DESA) para o total de doze meses, enquanto a receita operacional líquida em 2014 inclui somente receita operacional líquida desses ativos para três meses, decorrente da aquisição ter ocorrido no quarto trimestre de 2014. Também estão incluídas na receita operacional líquida as receitas com construção de infraestrutura de concessão no valor de R\$ 1.047 milhões em 2015, que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente praticamente no mesmo montante.

A seguinte discussão descreve alterações nas nossas receitas operacionais por destino e por segmento, baseadas nos itens compreendidos na nossa receita bruta.

### *Vendas por Destino*

#### *Vendas a consumidores finais*

Comparado a 2014, nossa receita operacional bruta de vendas a Consumidores Finais aumentou 49,7% (ou R\$ 7.777 milhões) em 2015, para R\$ 23.425 milhões. Nossas receitas operacionais brutas refletem principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão de nossas oito subsidiárias de distribuição, bem como a receita de TUSD a partir do uso de nossa rede por consumidores cativos e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme mostrado abaixo:

As tarifas das empresas de distribuição são ajustadas a cada ano, em percentuais específicos para cada categoria de consumidor. O mês em que o reajuste tarifário entra em vigor varia. O ajuste nas maiores subsidiárias ocorreu em abril (CPFL Paulista), junho (RGE) e outubro (CPFL Piratininga). Em 2015, os preços de energia elétrica aumentaram em média 56,8%, principalmente devido ao reajuste tarifário médio global positivo de nossas subsidiárias de distribuição (que consiste em RTA, Bandeiras Tarifárias e efeitos RTE). Ver nota 27 de nossas demonstrações financeiras consolidadas. Os preços médios para os consumidores finais, em 2015 foram mais elevados para todas as categorias de consumidores;

- **Consumidores residenciais e comerciais.** Com relação aos consumidores cativos, que representam 99,7% da quantidade total vendida a essas categorias em nossas demonstrações consolidadas, os preços médios aumentaram 53,6% para os residenciais e 54,9% para os comerciais, devido aos reajustes tarifários anuais, como descritos acima. Com relação aos Consumidores Livres, que compreendem somente consumidores comerciais, o preço médio aumentou 31,6%.
- **Consumidores industriais.** Os preços médios aumentaram 60,2% para os consumidores cativos, principalmente devido a reajustes tarifários, conforme descrito acima. Com relação aos Consumidores Livres, o preço médio para os consumidores industriais aumentou 42,8%. O aumento no preço médio para os consumidores industriais deveu-se ao aumento das tarifas em função dos reajustes tarifários anuais dos contratos para a utilização do nosso sistema de distribuição (TUSD) por Consumidores Livres.

O volume total de energia vendido a consumidores finais em 2015 apresentou redução de 4,5% em comparação a 2014. O volume vendido às categorias residencial e comercial, que representam 64,5% de nossas vendas a consumidores finais, reduziu 2,0% e 1,9%, respectivamente. A redução dessas categorias resulta do desempenho ruim da renda e do mercado de trabalho, confirmado por aumento nos níveis de desemprego e o aumento das tarifas de energia elétrica. O desempenho dessas classes também foi impactado negativamente por temperaturas mais amenas ao longo do ano.

O volume vendido ao consumidor industrial em 2015, que representa 23,6% de nossas vendas para consumidores finais (comparado a 24,7% em 2014), diminuiu 9,9% comparado a 2014, refletindo um modesto desempenho na produção industrial deste período. Em 2015, o volume de venda desta categoria para Consumidores Finais cativos e no Mercado Livre diminuíram 7,3% e 14,4%, respectivamente, refletindo a desaceleração da atividade econômica, o recém declínio da confiança dos empresários na indústria e os níveis de estoques excessivos observado ao longo do ano. Adicionalmente, os consumidores industriais em nossas áreas de concessão de distribuição que

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

compram de outros fornecedores em ambiente de contratação livre também nos pagam uma taxa pelo uso de nossa rede, e essa receita é refletida em nossas demonstrações financeiras em "Outras Receitas Operacionais".

### *Suprimento de energia elétrica*

Comparado a 2014, nossas receitas operacionais brutas das vendas para atacadistas aumentaram 12,5% (ou R\$ 392 milhões) para R\$ 3.537 milhões em 2015 (10,3% das nossas receitas operacionais brutas), devido principalmente a um aumento de 31,5% (ou R\$ 533 milhões) das vendas de energia a outras concessionárias e permissionárias, devido a um aumento de 10,7% no volume vendido e de 18,8% no preço médio, compensado pela redução de 10,4% (ou R\$ 101 milhões) em vendas de energia no mercado spot, o que representa o efeito líquido de um aumento de 82,2% no volume de energia vendida e uma diminuição de 50,8% do preço médio. O decréscimo do preço médio pode ser explicado pela diminuição do PLD aprovado pela ANEEL em 2015, que foi de R\$388,48 / MWh, comparados a R\$ 822,83 / MWh em 2014.

### *Outras receitas operacionais*

Comparado a 2014, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de TUSD de consumidores cativos) apresentaram aumento de 75,8% (ou R\$ 3.057 milhões) em 2015, para R\$ 7.091 milhões (20,7% das nossas receitas operacionais brutas), principalmente devido ao (i) aumento de R\$ 1.596 milhões na receita de ativos e passivos financeiros setorial, descrito acima; (ii) aumento de 91,6% (ou R\$ 907 milhões) na receita de TUSD pela disponibilização da rede elétrica a consumidores livres, decorrentes do reajuste tarifário anual; (iii) aumento de R\$ 300 milhões na receita de atualização do ativo financeiro de concessão (vide nota 27 às nossas demonstrações financeiras consolidadas); (iv) aumento de 16,2% (ou R\$ 125 milhões) na receita decorrente do registro da subvenção da baixa renda e descontos em tarifas reembolsados pelos fundos da Conta CDE (ver nota 27.4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais); e (v) aumento de 10,8% (ou R\$ 102 milhões) com a receita de construção da infraestrutura da concessão.

### *Deduções das receitas operacionais*

Deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS) é calculado com base na receita bruta de venda para consumidores finais (fornecimento faturado); o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta total, e os programas de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida, enquanto outros encargos setoriais podem variar dependendo da tarifa ou da quota determinada pela ANEEL. Estas deduções representaram 40,4% de nossa receita operacional bruta em 2015 e 24,1% em 2014. Comparado a 2014, essas deduções aumentaram 149,6% (ou R\$ 8.213 milhões) atingindo R\$ 13.703 milhões em 2015, principalmente devido: (i) a um aumento de R\$ 3.698 milhões das contribuições para a Conta CDE, como resultado das novas quotas definidas pela ANEEL em 2015 (ver nota 27.6 de nossas demonstrações financeiras anuais consolidadas); (ii) um aumento de R\$ 1.796 milhões em receitas de bandeira tarifária reconhecidas em 2015, a serem repassados para a Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária, geridos pela CCEE; (iii) ao aumento de 50,8% (ou R\$ 1.579 milhões) em ICMS, como resultado do aumento em nosso fornecimento faturado, e (iv) a um aumento de 57,5% (ou R\$ 1.084 milhões) do PIS e COFINS, basicamente devido ao aumento em nossa receita operacional bruta (base de cálculo desses impostos).

### *Vendas por segmento*

#### *Distribuição*

Comparado a 2014, nossas receitas operacionais líquidas do nosso segmento de distribuição apresentaram aumento de 23,2% (ou R\$ 3.196 milhões) atingindo R\$ 16.968 milhões em 2015. Esse aumento refletiu principalmente o: (i) aumento nas tarifas médias praticadas, resultado da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, das revisões tarifárias anuais (RTA) e bandeiras tarifárias para nossas

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

empresas de distribuição, afetando a venda de energia para consumidores cativos e receita de TUSD de Consumidores Livres em nossas áreas de concessão (aumento de R\$ 7.564 milhões); (ii) aumento de R\$ 1.596 milhões no reconhecimento de ativos e passivos financeiros setoriais, descrito acima; (iii) aumento de R\$911 milhões em receita de TUSD a partir do uso de nossa rede por Consumidores Livres que compram energia de outros fornecedores; (iv) aumento de R\$ 620 milhões de vendas para outras concessionárias, devido principalmente a um aumento de 125,1% nas vendas de energia de curto prazo na CCEE como resultado do aumento da quantidade de energia elétrica vendida, compensada por uma redução de 38,7% do preço médio; (v) aumento de R\$ 300 milhões na receita de atualização do ativo financeiro de concessão (vide nota 27 às nossas demonstrações financeiras consolidadas); (vi) aumento de R\$ 132 milhões em receita de construção da infraestrutura da concessão, e (vii) aumento de R\$ 125 milhões relacionado a subsídios de baixa renda e descontos em tarifas reembolsadas pelos recursos da Conta.

Esses aumentos foram parcialmente compensados por um aumento de R\$ 8.210 milhões em deduções de receitas operacionais, devido principalmente pelo (i) aumento de R\$ 3.698 milhões da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE devido a novas quotas definidas pela ANEEL para 2015 (ver nota 27.6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas anuais); (ii) o aumento de R\$ 1.796 milhões relativos às receitas de bandeiras tarifárias reconhecidos em 2015, a ser repassado para a Conta Centralizadora Recursos das Bandeiras Tarifárias, gerida pela CCEE; (iii) aumento de 51,7% (ou R\$ 1.574 milhões) em ICMS, como resultado do aumento de nosso fornecimento faturado; e (ii) aumento de 69,5% (ou R\$ 1.093 milhões) em PIS e COFINS, devido basicamente ao aumento da receita operacional bruta (base de cálculo desses tributos)

### *Geração (fontes convencionais)*

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de geração de fontes convencionais em 2015 totalizaram R\$ 984 milhões, uma redução de 17,4% (ou R\$ 207 milhões) comparada a R\$ 1.190 milhões em 2014. Essa redução deveu-se principalmente a:

- (i) uma redução de 92,0% (ou R\$ 136 milhões) na receita de energia vendida no mercado de curto prazo (efeito de uma diminuição de 13,0% no volume vendido e uma queda de 90,8% no preço médio). Tais receitas compreendem energia vendida a outros participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que não geraram energia em seus níveis de energia assegurada, assim como a energia vendida a não participantes do MRE. Em 2015, aproximadamente 99% da energia disponível para o mercado de curto prazo foram vendidos para os participantes do MRE, para os quais a tarifa é fixada anualmente pela ANEEL. Esta tarifa, conhecida como Energia de Otimização (Tarifa de Energia de Otimização, ou TEO) foi de R\$ 11,25/MWh para o ano encerrado em 2015;
- (ii) uma redução de 12,7% (ou R\$ 83 milhões) em vendas para nossas subsidiárias de distribuição, considerando-se o efeito líquido de um aumento de 20,1% na quantidade vendida compensada pela redução de 27,3% do preço médio da energia vendida.

### *Geração (fontes renováveis)*

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de geração de fontes renováveis em 2015 totalizaram R\$ 1.598 milhões, um aumento de 15,8% (ou R\$ 218 milhões) comparado a R\$ 1.380 milhões em 2014. Esse aumento deveu-se principalmente pelo (i) aumento de 11,7% (R\$ 162 milhões) de energia vendida a outras concessionárias e permissionárias, reflexo do aumento de 9,8% no volume e de 1,8% no preço médio da energia vendida; (ii) aumento de R\$ 31 milhões em outras receitas operacionais relacionadas com a contabilização de reembolso do seguro de nossas subsidiárias controladas indiretas CPFL Bio Pedra, CPFL Coopcana e CPFL Alvorada; (iii) aumento de 17,3% (R\$ 15 milhões) na receita de energia vendida no mercado de curto prazo, reflexo do aumento de 89,0% no volume de energia vendida compensado por uma diminuição de 38,0% no preço médio e; (iv) um aumento de R\$ 13 milhões na receita de Consumidores Livres (classes industriais e comerciais), para os quais 37.656 MWh foram vendidos em 2015, ao passo que não há receitas provenientes desta categoria que tenham sido reconhecidas no exercício de 2014. O aumento do volume de energia vendida mencionado nos itens (i) e (iii) reflete a aquisição dos ativos da WF2

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

(DESA) no último trimestre de 2014 e o início das operações no parque eólico Morro dos ventos II em abril de 2015.

### *Comercialização*

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de comercialização em 2015 totalizaram R\$ 1.799 milhões, uma redução de 17,4% (ou R\$ 380 milhões) comparado a R\$ 2.179 milhões em 2014. A redução deveu-se principalmente a (i) uma redução de 77,5% (ou R\$ 547 milhões) na energia vendida na CCEE, como resultado da redução do volume (28,8%) e do preço médio (68,4%) da energia vendida em comparação com 2014; (ii) uma redução de 6,6% (ou R\$ 54 milhões) nas vendas a outras concessionárias e permissionárias, como resultado de uma diminuição de 30,8% no preço médio da energia vendida, compensado por um aumento de 34,9% no volume de energia vendida. Essas reduções foram parcialmente compensadas pelo: (i) aumento de 22,2% (ou 193 milhões) na receita de consumidores industriais livres, o que reflete um aumento de 42,8% no preço médio compensado por uma redução de 14,4% no volume de energia vendida e; (ii) uma redução de R\$ 39 milhões em deduções da receita operacional, devido basicamente à diminuição do PIS e Cofins, devido à diminuição da nossa receita operacional bruta (que é a base de cálculo desses tributos).

### *Serviços*

As receitas operacionais líquidas de nosso segmento de serviços em 2015 totalizaram R\$ 295 milhões, uma redução de 14,5% (ou R\$ 50 milhões) comparada a R\$ 345 milhões em 2014. Essa redução foi devida principalmente à diminuição de R\$ 68 milhões em receitas de contrato de construção, impulsionada pela reclassificação de ativos de transmissão para outras atividades em 2015 que contribuíram para as receitas da atividade de serviços em 2014, bem como pela redução de 80,6% (ou R\$ 10 milhões) na receita de alugueis, compensadas pelo aumento de 7,0% (ou R\$ 20 milhões) na receita de venda de produtos e serviços.

### **Resultado do Serviço de Energia Elétrica consolidado**

A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015 foi publicada para estabelecer as condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica para os agentes participantes do MRE. No mercado regulado, a lei 13.203 permitiu a repactuação do risco hidrológico por meio da transferência deste risco ao consumidor mediante pagamento de prêmio de risco pelos geradores hídricos de R\$ 9,50/MWh até o final dos contratos de venda de energia ou ao final da concessão, dos dois o menor.

Em dezembro de 2015, nossas controladas Ceran, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis e nossas controladas em conjunto Enercan e Chapecoense optaram por renegociar seus contratos ACR nos termos da lei 13.203. Por meio desta negociação, o montante de R\$61 milhões pagos pelas controladas Ceran, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis, relacionados ao GSF de 2015, foram registrados como despesa antecipada, limitando à exposição a R\$9,50/MWh por ano de 1º de janeiro de 2016 a 30 de junho de 2020 e a despesa antecipada será amortizada por este mesmo período.

### *Custo de Energia Elétrica*

*Energia comprada para revenda.* Comparado a 2014, nossos custos de compra de energia comprada para revenda aumentaram 16,6% (ou R\$ 1.689 milhões) em 2015 de R\$ 10.158 milhões em 2014 para R\$ 11.847 milhões (66,0% de nossos custos e despesas operacionais totais), devido principalmente pelo aumento de 17,2% no preço médio, reflexo:

(i) de um aumento de R\$ 1.486 milhões na compra de energia de Itaipu, decorrente do aumento de 110,5% no preço médio da energia comprada, causada pela desvalorização média de 41,8% do real em relação ao dólar em 2015 e do aumento de 46,1% da tarifa (estabelecida anualmente pela ANEEL em US\$/kW), compensado por uma redução de 1,5% do volume de energia comprada;

(ii) de uma redução (o que representa um aumento de custo com energia elétrica) de R\$ 2.341 milhões em reembolso de despesas por conta CDE em comparação a 2014;

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

(iii) de um aumento de R\$ 355 milhões (ou 4,0%) na compra de energia no mercado regulado, reflexo do aumento de 4,7% no volume da energia comprada, compensado pela redução de 0,7% no preço médio de compra.

Estes aumentos foram compensados parcialmente por:

(i) de uma redução de 76,0% (ou R\$ 2.294 milhões) no custo da energia comprada no mercado livre (refletindo uma diminuição de 41,9% no volume e de 58,7% no preço médio da energia comprada); e

(ii) pelo aumento de 19,1% (ou R\$ 191 milhões) com créditos de PIS e Cofins de compra de energia.

*Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição.* Comparado a 2014, nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram um aumento 201,7% (ou R\$ 979 milhões) para R\$ 1.465 milhões em 2015, principalmente devido (i) ao aumento de R\$ 882 milhões com Encargos de Serviço do Sistema - ESS; (ii) ao aumento de R\$ 120 milhões com Encargos da Rede Básica; (iii) ao aumento de R\$ 44 milhões com Encargos de Energia de Reserva – EER; compensados parcialmente pelo (iv) aumento de R\$ 98 milhões com créditos fiscais sobre encargos setoriais. Para obter informações adicionais sobre os encargos de uso da rede de energia, veja a nota explicativa 28 em nossas demonstrações financeiras.

### *Outros custos e despesas operacionais*

Nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, custo dos serviços prestados para terceiros, custos relativos à construção de infraestrutura de concessão e despesas de vendas, gerais e administrativas.

Comparado a 2014, nossos outros custos e despesas operacionais apresentaram aumento de 12,6% (ou R\$ 519 milhões) para R\$ 4.642 milhões em 2015, devido principalmente aos seguintes eventos: (i) um aumento de R\$ 103 milhões (ou 10,9%) em despesas relacionadas à construção da infraestrutura da concessão; (ii) um aumento de R\$ 102 milhões (ou 11,7%) em despesas de depreciação e amortização; (iii) um aumento de R\$ 87 milhões em despesas com pessoal devido a acordos coletivos de trabalho e ao aumento de 8,2% em nosso número de empregados; (iv) um aumento de R\$ 71 milhões (ou 36,9%) em despesas legais, judiciais e indenizações; (v) um aumento de R\$43 milhões (ou 51,6%) na provisão para créditos de liquidação duvidosa; (vi) reconhecimento de R\$39 milhões em 2015, de provisão para perdas por redução ao valor recuperável em nossas controladas, principalmente na CPFL Telecom e em menor valor na CPFL Total e (vii) um aumento de R\$ 33 milhões em despesas de serviços de terceiros.

### *Resultado do Serviço de Energia Elétrica*

Comparado a 2014, nosso resultado do serviço aumentou 0,5% (ou R\$ 12 milhões) para R\$ 2.645 milhões em 2015, devido ao efeito líquido de um aumento em nossa receita operacional líquida (R\$ 3.200 milhões) em um montante maior que o aumento em nossos custos de geração e distribuição de energia elétrica e outros custos e despesas operacionais (R\$ 3.188 milhões).

### *Resultado do Serviço de Energia Elétrica por Segmento*

#### *Distribuição*

Comparado a 2014, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de distribuição diminuiu 8,2% (ou R\$ 139 milhões) para R\$ 1.557 milhões em 2015, que representa o efeito líquido no resultado do serviço de energia elétrica devido a um aumento de 23,2% (ou R\$ 3.196 milhões) nas receitas operacionais líquidas (como discutido acima) e um aumento de 27,6% (ou R\$ 3.335 milhões) para os custos e despesas operacionais. Os principais fatores que contribuíram para as variações de custos e despesas operacionais foram:

*Custos com energia elétrica:* em comparação a 2014, os custos com energia elétrica apresentaram aumento de 32,6% (ou R\$ 2.937 milhões), para R\$ 11.947 milhões em 2015. O custo da energia

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

comprada para revenda aumentou 23,1% (ou R\$ 1.980 milhões), refletindo um aumento de 22,0% nos preços médios, decorrente principalmente dos reajustes tarifários e das variações da taxa de câmbio na compra de Itaipu. Além disso, os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram aumento de 223,8% (ou R\$ 958 milhões), principalmente devido a: (i) um aumento de R\$ 877 milhões (ou 271,9%) nos Encargos de Serviço do Sistema – ESS; (ii) um aumento de R\$ 104 milhões (ou 15,5%) nos Encargos da Rede Básica; (iii) um aumento de R\$ 44 milhões nos Encargos de Energia de Reserva – EER. Esses aumentos nos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram parcialmente compensados por um aumento de R\$ 97 milhões com créditos PIS e Cofins de tarifas de uso de rede.

*Outros custos e despesas operacionais.* Comparado a 2014, nossos outros custos e despesas operacionais no segmento de distribuição apresentaram aumento de 13,0% (ou R\$ 398 milhões) para R\$ 3.464 milhões em 2015, devido principalmente: (i) a um aumento de R\$ 132 milhões (ou 15,0%) em custos de construção de infraestrutura da concessão; (ii) a um aumento de R\$ 59 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações; (iii) um aumento de R\$ 53 milhões em despesas com pessoal devido aos efeitos do acordo coletivo de trabalho de 2015, um aumento de 11,5% no número de empregados, parcialmente compensado por uma redução nas distribuições de nosso plano de participação nos lucros; (iv) um aumento de R\$ 49 milhões em serviços de terceiros; (v) um aumento de R\$ 44 milhões na provisão para créditos de liquidação duvidosa, e (vi) um aumento de R\$ 20 milhões em despesas de depreciação e amortização.

### *Geração (fontes convencionais)*

Comparado a 2014, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração convencional aumentou 12,6% (ou R\$ 61 milhões) para R\$ 543 milhões em 2015. Esse aumento se deu principalmente em razão da diminuição de 17,4% (ou R\$ 207 milhões) na receita operacional líquida, conforme discutido acima, ser menor que a redução de 37,7% (ou R\$ 267 milhões) nos custos e despesas operacionais, devido principalmente a uma redução de R\$ 261 milhões com energia comprada para revenda decorrente principalmente da redução de 59,8% dos preços médios comparados com 2014.

### *Geração (fontes renováveis)*

Comparado a 2014, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de geração de fontes renováveis apresentou aumento de 99,2% (ou R\$ 229 milhões) para R\$ 461 milhões em 2015. Esse aumento se deu principalmente a um aumento na receita operacional líquida de R\$ 218 milhões, conforme discutido acima, e uma redução de R\$ 11 milhões nos custos e despesas operacionais, devido principalmente (i) a uma redução de R\$ 150 milhões em energia comprada para revenda em função da redução de 59,8% nos preços médios comparado a 2014, compensado parcialmente (ii) por um aumento de R\$ 80 milhões em despesas de depreciação e amortização; (iii) aumento de R\$ 24 milhões nas despesas com serviços de terceiros; (iv) aumento de R\$ 22 milhões em encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição; e (v) aumento de R\$ 9 milhões em despesas com aquisição de materiais de consumo ou manutenção.

### *Comercialização*

Comparado a 2014, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de comercialização reduziu 39,1% (ou R\$ 80 milhões) para R\$ 125 milhões em 2015. Essa redução ocorreu em virtude de uma redução de 17,4% (ou R\$ 380 milhões) nas receitas operacionais líquidas, conforme discutido acima, e por uma redução, relativamente menor, de 15,2% (ou R\$ 300 milhões) nos custos e despesas operacionais devidos principalmente (i) à redução de R\$ 305 milhões em energia comprada para revenda, refletindo uma redução de 16,2% no volume de energia comprada compensada por um aumento de 0,5% no preço médio, bem como, (ii) compensada por um aumento de R\$ 3 milhões em encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição.

### *Serviços*

Comparado a 2014, o resultado de serviço de energia elétrica de nosso segmento de serviço apresentou redução de 32,1% (ou R\$ 14 milhões) para R\$ 31 milhões em 2015. Essa redução se deu



## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

em função de uma diminuição de 14,5% (ou R\$ 50 milhões) em nossas receitas operacionais líquidas, conforme discutido acima, ser maior que a diminuição de 11,8% (ou R\$ 36 milhões) nos custos e despesas operacionais, devido principalmente a uma redução de R\$ 65 milhões nos custos de contratos de construção, impulsionada pela reclassificação de ativos de transmissão para outras atividades em 2015 (como descrito acima), parcialmente compensada por (i) um aumento de R\$ 24 milhões em despesas com pessoal, devido ao aumento no número de empregados e dos acordos coletivos de trabalho; e (ii) um aumento de R\$ 4 milhões em despesas de depreciação e amortização.

### **Lucro líquido Consolidado**

#### *Despesa Financeira Líquida*

Em comparação a 2014, nossa despesa financeira líquida aumentou 19,0% (ou R\$ 225 milhões), passando de R\$ 1.183 milhões em 2014 para R\$ 1.408 milhões em 2015, devido principalmente a um aumento de R\$ 583 milhões em nossas despesas financeiras, compensado por um aumento de R\$ 357 milhões em nossas receitas financeiras.

Os motivos do aumento nas despesas financeiras são: (i) aumento de R\$ 439 milhões com atualizações monetárias e cambiais, e (ii) um aumento de R\$ 183 milhões em encargos de dívidas, parcialmente compensado pelo aumento de R\$ 33 milhões em juros capitalizados, que é contabilizada como redutora das despesas financeiras.

O aumento na receita financeira deve-se principalmente aos seguintes fatores: (i) aumento de R\$ 163 milhões na atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (ver nota 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas) (ii) aumento de R\$ 72 milhões em atualizações monetárias e cambiais; (iii) aumento de R\$ 69 milhões em acréscimos e multas moratórias; (iv) aumento de R\$ 42 milhões em rendas de aplicações financeiras; e (v) um aumento de R\$ 32 milhões em atualização de créditos fiscais. Esses aumentos foram compensados por um aumento de R\$ 57 milhões referentes a despesas de PIS e Cofins sobre receitas financeiras, que é contabilizado como redutora da receita financeira.

Em 31 de dezembro de 2015, nosso endividamento em reais somou R\$ 14.793 milhões (R\$ 15.709 milhões em 2014), sobre o qual incidem juros e inflação, calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro brasileiro. Possuíamos ainda o equivalente a R\$ 6.940 milhões (R\$ 3.441 milhões em 2014) de endividamento em dólares norte-americanos. A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento em dólares norte-americanos e variações nas taxas de juros, nós temos a política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 13,2% em 2015, comparado a 10,5% em 2014, e a TJLP permaneceu estável em 7,0% em 2015, em comparação com 5,0% em 2014.

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

Nosso encargo líquido do imposto de renda e contribuição social passou de R\$ 624 milhões em 2014 para R\$ 579 milhões em 2015. A alíquota efetiva de 39,8% sobre o lucro antes dos tributos em 2015, foi maior do que a alíquota oficial de 34%, devido principalmente à impossibilidade de registro de alguns prejuízos fiscais. Tais créditos não constituídos correspondem ao prejuízo gerado para o qual, neste momento, não há razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para a sua absorção (ver nota 9.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas).

#### *Lucro líquido*

Comparado a 2014 e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou redução de 1,3% (ou R\$ 11 milhões), para R\$ 875 milhões em 2015.

### **Lucro Líquido por Segmento**

Em 2015, 71,5% do nosso lucro líquido foi resultado de nosso segmento de distribuição, 32,3% do nosso segmento de geração de fontes convencionais e (6,4)% do nosso segmento de geração de

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

fontes renováveis, 10,1% de nosso segmento de comercialização, 5,9% de nosso segmento de serviços e (13,3)% de outros segmentos.

### *Distribuição*

Comparado a 2014, o lucro líquido do segmento de distribuição diminuiu 25,9% (ou R\$ 218 milhões), para R\$ 626 milhões em 2015, principalmente devido a diminuição de 8,2% (ou R\$ 139 milhões) nas receitas de serviço de energia elétrica, uma diminuição de 10,1% (ou R\$ 47 milhões) em imposto de renda e contribuição social e um aumento de 32,3% (ou R\$ 126 milhões) das despesas financeiras líquidas.

O aumento nas despesas financeiras líquidas foi devido principalmente:

- um aumento de R\$ 418 milhões nas despesas financeiras principalmente em função de um aumento de R\$ 418 milhões com encargos de dívidas atualizações monetárias e cambiais como resultado do maior endividamento.
- um aumento de R\$ 292 milhões na receita financeira principalmente decorrente do (i) aumento de R\$ 163 milhões em atualizações de ativos e passivos financeiros setoriais (ver nota 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas); (ii) aumento de R\$ 66 milhões em acréscimos e multas moratórias; (iii) aumento de R\$ 37 milhões em atualizações monetárias e cambiais; (iv) aumento de R\$ 32 milhões em rendas de aplicações financeiras, e (v) aumento de R\$ 31 milhões em atualizações de créditos fiscais, parcialmente compensado pelo aumento de R\$ 43 milhões em PIS e Cofins sobre as receitas financeiras que são redutoras das receitas financeiras.

### *Geração (fontes convencionais)*

Comparado a 2014, o lucro líquido do nosso segmento de geração de fontes convencionais aumentou 162,3% (ou R\$ 175 milhões), para R\$ 283 milhões em 2015, comparado a R\$ 108 milhões em 2014, refletindo o aumento de 12,6% (ou R\$ 61 milhões) no resultado do serviço e o aumento de 263,4% (ou R\$ 157 milhões) na receita de participações societárias de controladas em conjunto (vide nota 13 de nossas demonstrações financeiras), compensado parcialmente por um aumento de R\$ 41 milhões nas despesas financeiras líquidas. O aumento nas despesas financeiras líquidas reflete um aumento de R\$ 67 milhões nas despesas financeiras, devido principalmente ao aumento de R\$ 69 milhões em encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais, parcialmente compensado por um aumento de R\$ 25 milhões nas receitas financeiras.

### *Geração (fontes renováveis)*

Comparado a 2014, o prejuízo líquido de nossa geração do segmento de fontes renováveis diminuiu 66,4% (R\$ 112 milhões) para R\$ 56 milhões em 2015, como resultado do aumento de 99,2% (ou R\$ 229 milhões) nas receitas do serviço de energia elétrica, compensado por um aumento de 28,0% (ou R\$ 102 milhões) nas despesas financeiras líquidas, devido principalmente do aumento de R\$ 169 em encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais, compensado por um aumento de R\$ 29 milhões em receita de aplicações financeiras e um aumento de R\$ 28 milhões em juros de empréstimos capitalizados.

### *Comercialização*

Comparado a 2014, o lucro líquido de nosso segmento de comercialização diminuiu 35,2% (ou R\$ 48 milhões), para R\$ 88 milhões em 2015, refletindo uma diminuição de 39,1% (ou R\$ 80 milhões) no resultado do serviço, compensado principalmente por uma redução de 40,6% (ou R\$ 28 milhões) na despesa de imposto de renda e contribuição social.

### *Serviços*

Comparado a 2014, o lucro líquido de nosso segmento de serviços diminuiu 80,9% (ou R\$ 23 milhões), para R\$ 52 milhões em 2015, refletindo (i) um aumento de R\$ 43 milhões nas receitas financeiras líquidas, devido principalmente pelo aumento de R\$ 38 milhões em rendas de aplicações

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

financeiras, (ii) parcialmente compensado por uma redução de R\$ 14 milhões na receita do serviço de energia elétrica e (iii) por um aumento de R\$ 6 milhões em imposto de renda e contribuição social.

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

### *Tarifas Reguladas de Distribuição*

O resultado das operações é afetado significativamente por mudanças nas tarifas reguladas de energia elétrica. Mais especificamente, a maior parte da receita é derivada da venda de energia elétrica para Consumidores Finais cativos com base em tarifas reguladas. Em 2016, as vendas para consumidores cativos representaram 67,9% da quantidade de energia elétrica vendida e 72,8% da nossa receita operacional, em comparação com 69,7% e 65,7%, respectivamente, em 2015. Essas proporções podem diminuir se os clientes migrarem da situação de Consumidores Finais cativos para Consumidores Livres.

As receitas operacionais e margens dependem substancialmente do processo de revisão das tarifas, e a administração empenha-se em manter um relacionamento construtivo com a ANEEL, com o governo e com os demais participantes do mercado, para que o processo de revisão de tarifas reflita adequadamente os interesses dos consumidores e acionistas.

### *Reajuste Tarifário Anual*

Os aumentos de tarifas se aplicam de maneira diferenciada para cada classe de consumidores, havendo, em geral, aumentos maiores para consumidores atendidos em tensões mais elevadas, de modo a reduzir os efeitos de subsídios, que foram historicamente concedidos a esses consumidores e que foram em sua maioria eliminados em 2007. A tabela a seguir apresenta o aumento médio em termos percentuais de cada reajuste anual a partir de 2013. O aumento percentual das tarifas deve ser avaliado à luz da taxa da inflação brasileira.

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	RGE Sul	CPFL Santa Cruz	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari
<b>2013</b>									
Reposic. econômico <sup>(1)</sup>	4,53%	9,69%	-10,66%	<sup>(6)</sup>	12,15%	-1,83%	7,96%	6,98%	10,76%
Componentes financeiros <sup>(2)</sup>	0,95%	-2,27%	0,34%	<sup>(6)</sup>	-2,82%	8,83%	-1,47%	-4,71%	-8,06%
<b>Total</b> .....	5,48%	7,42%	-10,32%	<sup>(6)</sup>	9,32%	7,00%	6,48%	2,27%	2,71%
<b>2014</b>									
Reposic. econômico <sup>(1)</sup>	14,56%	15,81%	18,83%	<sup>(6)</sup>	9,89%	2,00%	-4,74%	-3,16%	1,17%
Componentes financeiros <sup>(2)</sup>	2,62%	3,92%	2,99%	<sup>(6)</sup>	4,96%	-4,07%	-2,93%	-2,35%	-4,90%
<b>Total</b> .....	17,18%	19,73%	21,82%	<sup>(6)</sup>	14,86%	-2,07%	-7,67%	-5,51%	-3,73%
<b>2015</b>									
Reposic. econômico <sup>(1)</sup>	37,31%	40,22% <sup>(4)</sup>	-8,07%	<sup>(6)</sup>	22,01%	28,90%	28,82%	30,24%	40,07%
Componentes financeiros <sup>(2)</sup>	4,14%	16,15% <sup>(4)</sup>	4,31%	<sup>(6)</sup>	12,67%	-5,55%	-8,02%	-5,36%	-1,61%
<b>Total</b> .....	41,45%	56,37% <sup>(4)</sup>	-3,76%	<sup>(6)</sup>	34,68%	23,34%	20,80%	24,88%	38,46%
<b>2016</b>									
Reposic. econômico <sup>(1)</sup>	-0,29%	-5,35%	-0,67%	<sup>(6)</sup>	11,59% <sup>(5)</sup>	11,90% <sup>(5)</sup>	17,01% <sup>(5)</sup>	16,89% <sup>(5)</sup>	17,01% <sup>(5)</sup>
Componentes financeiros <sup>(2)</sup>	10,18%	-7,19%	-0,81%	<sup>(6)</sup>	10,92% <sup>(5)</sup>	4,67% <sup>(5)</sup>	4,03% <sup>(5)</sup>	7,46% <sup>(5)</sup>	12,45% <sup>(5)</sup>
<b>Total</b> .....	9,89%	-12,54%	-1,48%	<sup>(6)</sup>	22,51% <sup>(5)</sup>	16,57% <sup>(5)</sup>	21,04% <sup>(5)</sup>	24,35% <sup>(5)</sup>	29,46% <sup>(5)</sup>
<b>2017</b>									
Reposic. econômico <sup>(1)</sup>	<sup>(3)</sup>	<sup>(3)</sup>	<sup>(3)</sup>	<sup>(3)</sup>	1,37%	3,45%	3,18%	0,98%	3,88%
Componentes financeiros <sup>(2)</sup>	<sup>(3)</sup>	<sup>(3)</sup>	<sup>(3)</sup>	<sup>(3)</sup>	-2,65%	-1,80%	-2,42%	0,66%	-1,83%
<b>Total</b> .....	<sup>(3)</sup>	<sup>(3)</sup>	<sup>(3)</sup>	<sup>(3)</sup>	-1,28%	1,65%	0,76%	1,64%	2,05%

- Essa parcela do ajuste reflete primariamente a taxa de inflação do período e é usada como base para os ajustes dos anos subsequentes.
- Essa parcela do ajuste reflete na liquidação de ativos e passivos registrados por competência, principalmente a CVA, e não é considerada no cálculo do ajuste do ano seguinte.
- O reajuste anual da CPFL Paulista, RGE Sul, RGE e CPFL Piratininga ocorre em abril, abril, junho e outubro respectivamente.
- Representa o efeito da Revisão Tarifária Periódica (RTP) para a CPFL Piratininga, ocorrida em 2015, considerando que não há Reajuste Tarifário Anual (RTA) no ano em que ocorre RTP.
- Representa o efeito da Revisão Tarifária Periódica (RTP) para a CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari, ocorrida em 2016, considerando que não há Reajuste Tarifário Anual (RTA) no ano em que ocorre RTP. Adicionalmente, em 03 de fevereiro de 2016, a ANEEL alterou o período de reajuste anual para CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Mococa e CPFL Jaguari para março de cada ano.
- Tarifas definidas anteriormente a aquisição da RGE Sul.

### *Revisões Periódicas*

Em 22 de novembro de 2011, a ANEEL definiu a metodologia aplicável ao terceiro ciclo de revisão (2011 a 2014) através da Resolução Normativa n. 457/2011. Para o terceiro ciclo, a ANEEL designou um novo método de reconhecimento de quais custos nós podemos repassar aos nossos clientes. Além

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

disso, a ANEEL aprovou a nova metodologia para calcular a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ou TUSD e outras tarifas de energia elétrica, na qual as distribuidoras assumem todos os riscos de mercado resultantes de indicadores de tarifa. Comparado ao ciclo de revisão de tarifa anterior, esta nova metodologia causou um impacto negativo na nossa condição financeira e nos resultados de nossas operações.

Em 28 de abril de 2015, a ANEEL estabeleceu a metodologia a ser aplicada no quarto ciclo de revisão periódica (2015 a 2016) através das Resoluções n.ºs. 648/2015, 649/2015, 650/2015, 652/2015, 657/2015, 660/2015, 682/2015, 685/2015 e 686/2015. O quarto ciclo mantém a maioria dos parâmetros utilizados para o terceiro ciclo, tais como a definição, pela ANEEL, dos custos que podem ser repassados para os nossos clientes. Algumas das mudanças para o quarto ciclo incluem um incentivo tarifário para o desenvolvimento de certas políticas públicas e também o aumento da importância do componente Fator X na nova fórmula tarifária. Em comparação com o ciclo tarifário anterior, a nova metodologia tem impacto positivo na nossa condição financeira e nos resultados de nossas operações.

A partir de 2015, a ANEEL revisará as metodologias aplicáveis ao setor elétrico considerando os componentes da tarifa separadamente, enquanto que anteriormente todas as metodologias foram abordadas em conjunto a cada ciclo, como no período de 2008-2010 e 2010-2014.

A tabela a seguir apresenta os resultados do primeiro, segundo, terceiro e quarto ciclos de revisões periódicas.

	Primeiro Ciclo		Segundo Ciclo		Terceiro Ciclo		Quarto Ciclo	
	Data do Ajuste	Ajuste Econômico	Data do Ajuste	Ajuste Econômico	Data do Ajuste	Ajuste Econômico	Data do Ajuste	Ajuste Econômico
		(%)		(%)		(%)		(%)
CPFL Paulista	Abril de 2003	20,66	Abril de 2008	-14,00	Abril de 2013	4,67 <sup>(3)</sup>	Abril de 2018	<u>(4)</u>
CPFL Piratininga	Outubro de 2003	10,14	Outubro de 2007	-12,77	Outubro de 2011	-3,95 <sup>(1)(3)</sup>	Outubro de 2015	40,14
RGE	Abril de 2003	27,96	Abril de 2008	2,34	Junho de 2013	-9,92 <sup>(3)</sup>	Junho de 2018	<u>(4)</u>
RGE Sul	Abril de 2003	<u>(5)</u>	Abril de 2008	<u>(5)</u>	Abril de 2013	<u>(5)</u>	Abril de 2018	<u>(4)</u>
CPFL Santa Cruz	Fevereiro de 2004	17,14	Fevereiro de 2008	-14,41	Fevereiro de 2012	4,16 <sup>(1)(2)</sup>	Março de 2016	<u>11,59</u>
CPFL Mococa	Fevereiro de 2004	21,73	Fevereiro de 2008	-7,60	Fevereiro de 2012	7,18 <sup>(1)(2)</sup>	Março de 2016	<u>11,90</u>
CPFL Leste Paulista	Fevereiro de 2004	20,10	Fevereiro de 2008	-2,18	Fevereiro de 2012	-2,00 <sup>(1)(2)</sup>	Março de 2016	<u>17,01</u>
CPFL Sul Paulista	Fevereiro de 2004	12,29	Fevereiro de 2008	-5,19	Fevereiro de 2012	-3,78 <sup>(1)(2)</sup>	Março de 2016	<u>16,89</u>
CPFL Jaguari	Fevereiro de 2004	- 6,17	Fevereiro de 2008	-5,17	Fevereiro de 2012	-7,09 <sup>(1)(2)</sup>	Março de 2016	<u>17,01</u>

(1) Como resultado da demora da ANEEL em determinar a metodologia aplicável ao terceiro ciclo de revisões periódicas, o processo de revisões periódicas para CPFL Piratininga foi concluído em 23 de outubro de 2012 ao invés de 23 de outubro de 2011, data conforme o estabelecido no contrato de concessão. CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista tiveram seu processo de revisão concluído em 3 de fevereiro de 2013 ao invés de 3 de fevereiro de 2012, data conforme estabelecido nos seus contratos de concessão. No entanto, a diferença de tarifas cobradas da data do processo de revisão especificado no contrato de concessão e da data atual na qual o processo foi concluído foi reembolsada aos consumidores.

(2) CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Leste Paulista e CPFL Paulista entraram com recursos administrativos questionando os resultados de seus processos de revisão periódica. Os recursos foram julgados pela ANEEL em janeiro de 2014, com os seguintes resultados: (i) o Despacho n.º 165 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de 7,20% para 7,18% para CPFL Mococa, principalmente devido à redução da Base de Remuneração Regulatória; (ii) o Despacho n.º 212 de 30 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de 4,36% para 4,16% para a CPFL Santa Cruz, principalmente devido à redução da BRR; (iii) o Despacho n.º 166 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -2,20% para -2,00% para CPFL Leste Paulista, principalmente devido ao aumento da BRR e às perdas regulatórias não técnicas; (iv) o Despacho n.º 211 de 30 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -3,72% para -3,78 % para a CPFL Sul Paulista, principalmente devido à redução da BRR; e (v) o Despacho n.º 167 de 28 de janeiro de 2014 altera o índice de revisão tarifária de -7,10% para -7,09% para a CPFL Jaguari, principalmente devido ao aumento da BRR.

(3) A CPFL Piratininga, CPFL Paulista e RGE instauraram recursos administrativos questionando o resultado de seus processos de revisão periódica. A CPFL Piratininga questionou as perdas regulatórias no processo de revisão periódica. O recurso foi avaliado pela ANEEL, e o Despacho n.º 3.426, emitido em 8 de outubro de 2013, alterou o resultado do processo de revisão periódica de -4,45% para -3,95%. A CPFL Paulista questionou a BRR e a Resolução n.º 733 de 25 de março de 2014, alterando o resultado do processo de revisão periódica de 4,53% para 4,67%. A RGE também questionou a BRR dos municípios de Putinga e Anta Gorda, incluídas na BRR após leilão. Portanto, a Resolução n.º 1.857 de 17 de junho de 2014, alterou o resultado do processo de revisão periódica de -10,32% para -9,92%.

(4) O quarto ciclo de revisões periódicas para CPFL Paulista, RGE e RGE Sul ocorrerá em Abril e Junho de 2018, respectivamente.

(5) Tarifas definidas anteriormente a aquisição da RGE Sul.

### Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE)

Conforme estabelecido pela Lei n.º 12.783, de 24 de janeiro de 2013, todos os distribuidores tiveram uma RTE em 24 de janeiro de 2013, a fim de passar aos consumidores os efeitos promovidos pela renovação da geração e transmissão de concessões e da redução encargos regulamentares.

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

A distribuição dos ajustes da recomposição tarifária extraordinária está representada na tabela a seguir:

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz	CPFL Mococa	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguarí
<b>2013</b>								
Reposic. econômico	-15,3%	-11,3%	-12,0%	-6,8%	-7,6%	-17,2%	-18,4%	-25,4%
Componentes financeiros	-0,5%	1,1%	0,7%	3,7%	1,8%	2,3%	0,0%	0,1%
Reposic. total	-15,8%	-10,2%	-11,4%	-3,1%	-5,8%	-14,9%	-18,4%	-25,3%

**RGE Sul:** tarifas definidas anteriormente a aquisição da RGE Sul.

Nos termos da Resolução nº 1.858/2015, as tarifas foram aumentadas para considerar os custos extraordinários devido à expedição total das termelétricas e da exposição involuntária das distribuidoras.

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	RGE	CPFL Santa Cruz <sup>(1)</sup>	CPFL Mococa <sup>(1)</sup>	CPFL Leste Paulista <sup>(1)</sup>	CPFL Sul Paulista <sup>(1)</sup>	CPFL Jaguarí <sup>(1)</sup>
<b>2015</b>								
Reposic. econômico	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,0%	0,00%
Componentes financeiros	32,28%	29,78%	37,16%	5,16%	11,81%	14,52%	17,02%	16,80%
Reposic. total	32,28%	29,78%	37,16%	5,16%	11,81%	14,52%	17,02%	16,80%

- (1) Em 07 de abril a ANEEL alterou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.870/2015, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das distribuidoras CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguarí, CPFL Mococa, CPFL Santa Cruz. Essa retificação foi necessária para alterar o valor das quotas mensais da CDE – energia referente à conta ACR, destinada à amortização das operações de crédito contratadas pela CCEE na gestão da conta ACR. As tarifas resultantes desta retificação entraram em vigor em 08 de abril de 2015.

**RGE Sul:** tarifas definidas anteriormente a aquisição da RGE Sul.

### *Vendas a Consumidores Potencialmente Livres*

A regulamentação do setor permite que determinados consumidores possam deixar o ambiente de tarifas reguladas e se tornar consumidores “livres”, com direito a contratar seu fornecimento de energia elétrica com qualquer fornecedor. Em comparação ao número total de consumidores cativos da Companhia, o número de Consumidores Potencialmente Livres é relativamente pequeno; Essas receitas consistem nas tarifas cobradas pelo uso da rede de distribuição (TUSD). Mesmo que um consumidor decida migrar do sistema de tarifas reguladas para se tornar um Consumidor Livre, ele ainda terá que pagar à Companhia a tarifa pelo uso do sistema de distribuição, ou TUSD. No que tange a redução na receita de vendas, somos capazes de reduzir, em alguns casos, a energia contratada para suprir estes clientes no próprio ano em que ocorrer a migração, enquanto que em outros casos podemos compensar este excesso através do ajuste da energia a ser comprada em períodos futuros. Desta forma, não acreditamos que perdas de Clientes Potencialmente Livres teriam impacto adverso material no resultado de nossas operações.

Historicamente, poucos dos nossos Consumidores Potencialmente Livres optaram por tornarem-se Consumidores Livres. Acreditamos que isto ocorreu (i) por estes consumidores terem considerado que as vantagens de um contrato de longo prazo com taxas de energia elétrica inferiores à tarifa regulada são superadas pelas desvantagens relacionadas a custos adicionais (em particular, a tarifa pelo uso do sistema de transmissão) e pelo risco de flutuação dos preços no longo prazo e (ii) porque parcela significativa dos Consumidores Potencialmente Livres, que celebraram contratos antes de julho de 1995, ficam limitados a mudar para fornecedores que adquirem energia elétrica de fontes de energia renovável, tais como PCHs ou biomassa. Não se espera que um número substancial dos consumidores tornem-se Consumidores Livres, mas as perspectivas a longo prazo desta migração entre diferentes mercados (cativo e livre) e seu impacto no resultado são difíceis de serem previstas.

### *Preços para a Energia Elétrica Adquirida*

Os preços da energia elétrica adquirida pelas distribuidoras nos termos de contratos de longo prazo firmados no ambiente de contratação regulada são (i) aprovados pela ANEEL, no caso de contratos assinados antes do Novo Modelo do Setor Elétrico, e (ii) determinados em leilões para aqueles assinados após o Novo Modelo, enquanto os preços da energia elétrica comprada no ambiente de contratação livre baseiam-se em índices de mercado prevalentes, de acordo com o contrato bilateral. Em 2016, foram adquiridos 63.975 GWh, em comparação aos 58.607 GWh adquiridos em 2015. Os preços nos contratos de longo prazo são corrigidos anualmente para refletir os aumentos em

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

determinados custos de geração e a inflação. A maioria dos contratos tem reajustes vinculados ao reajuste anual nas tarifas de distribuição, de forma que os aumentos de custos são repassados aos consumidores por meio de aumentos de tarifas. Como uma crescente parcela da energia elétrica é adquirida em leilões públicos, o êxito das estratégias nesses leilões afeta as margens e a exposição ao risco de preço de mercado, uma vez que a capacidade de repassar os custos de aquisição de energia elétrica estará vinculada ao êxito na projeção da expectativa de demanda.

Também adquirimos uma quantidade substancial de energia elétrica de Itaipu nos termos de obrigações "take-or-pay" a preços regidos pelos regulamentos adotados nos termos de um contrato internacional. As concessionárias com operações no Centro-Oeste, Sul e Sudeste são obrigadas por lei a adquirir uma parcela da participação brasileira na capacidade disponível de Itaipu. Em 2016, foram adquiridos 10.497 GWh (16,4% do total comprado) de energia elétrica de Itaipu, enquanto que em 2015 foram adquiridos 10.261 GWh (17,5% do total comprado). O preço da energia elétrica de Itaipu é estabelecido em dólares para refletir os custos de pagamento de sua dívida. De forma correspondente, o preço da energia elétrica adquirida de Itaipu aumenta em termos reais quando o real se desvaloriza em relação ao dólar. A mudança nos custos para a energia elétrica de Itaipu está sujeita ao mecanismo de recuperação de custos da Parcela A descrito abaixo.

A maior parte da energia elétrica que adquirimos em ambiente de contratação livre foi comprada por nossa subsidiária de comercialização CPFL Brasil, que revende a energia elétrica a Consumidores Livres e outras concessionárias e permissionárias (inclusive nossas subsidiárias).

### *Variações de Custos Não Gerenciáveis - Custos da Parcela A*

Utilizamos a conta de compensação da variação dos custos ou a conta da Parcela A para reconhecer nas tarifas de distribuição a variação de alguns de nossos custos, conhecidos como custos da "Parcela A", que são não gerenciáveis. Em geral, quando esses custos são superiores às projeções utilizadas na fixação da tarifa de distribuição, nós temos o direito de recuperar a diferença através de reajustes anuais de tarifas subsequentes.

Os custos de energia elétrica comprada de Itaipu são indexados ao dólar norte-americano, e estão sujeitos à variação cambial. No caso de apreciação do dólar norte-americano frente ao real, nossos custos vão aumentar e, conseqüentemente, nosso resultado vai se reduzir no mesmo período. Essas perdas serão compensadas no futuro, quando o próximo reajuste tarifário anual ocorrer.

Mais detalhes sobre esses componentes tarifários, vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

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

#### *Conjuntura Econômica Brasileira*

Todas as nossas operações estão no Brasil, e por essa razão somos afetados pela conjuntura econômica brasileira. Em especial, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda de energia elétrica, e a inflação afeta nossos custos e nossas margens.

Alguns fatores podem afetar significativamente a demanda por energia, dependendo da categoria de consumidores:

- *Consumidores Residenciais e Comerciais.* Essas classes são muito afetadas por condições climáticas, o desempenho do mercado de trabalho, distribuição de renda, disponibilidade de crédito entre outros fatores. Temperaturas elevadas e aumento dos níveis de renda causam um aumento na procura por energia elétrica e, portanto, aumentam as nossas vendas.
- *Consumidores Industriais.* O consumo dos consumidores industriais está relacionado ao crescimento econômico e investimento, relacionados principalmente à produção industrial. Nos períodos de crise financeira, esta categoria sofre o maior impacto.

A inflação afeta nossos negócios principalmente pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras devido aos encargos de dívidas serem corrigidos pela inflação. Podemos recuperar uma parte desse aumento de custos por meio do mecanismo de recuperação de custos da Parcela A,

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

porém existe um atraso entre o momento em que o aumento de custos é incorrido e aquele no qual as tarifas reajustadas são recebidas. Os valores que nos são devidos com base na Parcela A são principalmente atrelados à variação da taxa SELIC até que sejam repassados às nossas tarifas e os custos vinculados a parcela B são indexados ao IGP-M líquido do fator X.

A depreciação do real aumenta o custo do serviço da nossa dívida em moeda estrangeira e os custos de compra de energia elétrica da usina de Itaipu, um de nossos principais fornecedores, que reajusta os preços com base em seus custos parcialmente atrelados a dólares norte-americanos.

A tabela abaixo mostra os principais indicadores de desempenho da economia brasileira referentes aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014.

	<b>Exercício encerrado em 31 de dezembro de</b>		
	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
Crescimento do PIB (em reais) <sup>(1)</sup>	(3,6%)	(3,8%)	0,2%
Taxa de desemprego <sup>(2)</sup> – média de %	12,6%	8,5%	6,8%
Crédito a pessoa física (recursos não destinados) – % PIB	12,9%	13,5%	15,1%
Crescimento das Vendas no Varejo	(6,4%)	(4,0%)	2,2%
Crescimento da Produção Industrial	(7,1%)	(8,1%)	(3,2%)
Inflação (IGP-M) <sup>(3)</sup>	7,2%	10,5%	3,7%
Inflação (IPCA) <sup>(4)</sup>	6,3%	10,7%	6,4%
Taxa de câmbio média – US\$1,00 <sup>(5)</sup>	R\$3,483	R\$3,339	R\$2,360
Taxa de câmbio no fim do ano – US\$1,00	R\$3,259	R\$3,905	R\$2,656
Depreciação (apreciação) do real x dólar norte-americano <sup>(4)</sup>	(16,5%)	47,0%	13,4%

*Fontes: Relatório Focus, Fundação Getúlio Vargas, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística e Banco Central do Brasil*

(1) Fonte: Relatório Focus.

(2) Taxa de desemprego conforme Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD), divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

(3) A inflação (IGP-M) é o índice geral de preços de mercado medido pela Fundação Getúlio Vargas.

(4) A inflação (IPCA) é um índice amplo de preços ao consumidor medido pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, sendo a referência para as metas de inflação estabelecidas pelo CMN.

(5) Representa a média das taxas de venda comerciais no último dia de cada mês durante o período.

O Brasil foi marcado por uma significativa retração econômica nos anos de 2015 e 2016, crise política e indicadores econômicos. Estes fatores, combinados com os ajustes de orçamento de gastos governamentais, resultaram em um crescimento negativo do PIB em 3,6% em 2016 e 3,8% em 2015, de acordo com o Banco Central do Brasil. Em março de 2017, o governo anunciou que o último trimestre de 2016 foi marcado por 8 trimestres consecutivos de queda no PIB, o período mais longo de recessão na história.

Como resultado, os níveis de desemprego, renda família e custo de dívida, todos indicadores importantes para o consumo de energia, continuaram a piorar em 2016. Por exemplo, o número de vagas em empregos formais caiu 7% de 2015 para 2016, de acordo com o relatório do CAGED - Cadastro Geral de Empregados e Desempregados.

A desvalorização do real e o aumento do risco Brasil resultou em sucessivos rebaixamentos no risco de crédito do Brasil: Standard & Poor's (setembro 2015); Fitch Ratings (dezembro 2015); Moody's Investors Service (fevereiro de 2016). Estas desvalorizações refletem as condições econômicas desfavoráveis, adversidades na reforma de políticas fiscais e aumento das incertezas política no Brasil.

O risco de crédito da Companhia é avaliado pela Standard and Poor's e pela Fitch Ratings. Estas avaliações refletem, entre outros fatores, perspectivas acerca do setor elétrico brasileiro, o contexto político e econômico, o risco-país, as condições hidrológicas nas áreas onde nossas geradoras estão localizadas, a nossa performance operacional e nosso nível de endividamento, além da nota de crédito dos nossos acionistas controladores. Neste contexto, a nota de crédito da Companhia foi reduzida em 2016 de AA+ para AA por ambas as agências, como resultado do rebaixamento da nota de crédito do Brasil devido às alterações no cenário político e econômico descrito anteriormente.



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

<b>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</b>
--

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

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

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

Em fevereiro de 2014, CPFL Renováveis assinou um contrato com Arrow – Fundo de Investimento em Participações, ou Arrow, para a aquisição da subsidiária indireta da Arrow, Dobrevê Energia S.A., ou DESA. O contrato previu que empresa controladora intermediária do Arrow, WF2 Holding S.A., ou WF2, que detinha a DESA, fosse incorporada na CPFL Renováveis. Como resultado, o capital social da CPFL Renováveis foi 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 o Arrow recebeu tais novas ações ordinárias da CPFL Renováveis representando 12,27% do capital social total desta companhia.

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. Consequentemente, 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, consequentemente, a DESA passou a ser controlada pela CPFL Renováveis.

Em setembro de 2014 a controlada direta TI Nect Serviços de Informática Ltda. ("Authi"), foi constituída com o objetivo de prestar serviços de informática, manutenção em tecnologias da informação, atualização de sistema, desenvolvimento e customização de programas e manutenção de computadores e equipamentos periféricos.

Em janeiro de 2015 foi aprovada a constituição da CPFL Transmissora Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo"), controlada da CPFL Geração, que tem como objetivo implantar e operar concessões de transmissão de energia elétrica, incluindo atividades de construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão da rede básica do Sistema Interligado Nacional ("SIN").

Em agosto de 2015 foi constituída a empresa CPFL GD S.A., controlada integralmente pela CPFL Eficiência Energética S.A., com o objetivo principalmente de prestação de serviços e consultoria em geral no mercado de energia elétrica e comercialização de bens relacionados a centrais de geração de energia elétrica.

Por meio de Assembleia Geral Extraordinária realizada em 30 de setembro de 2015, os nossos acionistas aprovaram uma reestruturação interna, por meio da qual transferiram as plantas de Macaco Branco e Rio de Peixe da CPFL Centrais Geradoras Ltda. para a CPFL Geração, em troca de novas ações de emissão da CPFL Geração, no montante total de R\$ 4 milhões, a valor contábil. Esta transação não produziu efeitos em nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

Em 15 de junho de 2016, nossa subsidiária integral CPFL Jaguariúna Participações Ltda. firmou acordo para aquisição de 100% da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (que posteriormente teve sua razão social alterada para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A ou RGE Sul) da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. A RGE sul atua como distribuidora de energia no estado do Rio Grande do Sul e tem direito exclusivo para distribuição de energia para 118 municípios no estado. A transação foi



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

concluída em 31 de outubro de 2016, e os resultados de novembro e dezembro da RGE estão refletidos em nossas demonstrações financeiras consolidadas. O preço de compra, após os ajustes previsto, foi de R\$ 1.592 milhões. Após considerar o caixa e equivalentes de caixa adquirido no montante de R\$ 95 milhões, a saída líquida de caixa foi de R\$ 1.497 milhões.

**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

##### 2016

As demonstrações financeiras de 2016 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2016. Estes pronunciamentos não tiveram impactos significativos em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Adicionalmente, a Companhia e suas controladas de distribuição de energia elétrica, objetivando a melhor apresentação de seu desempenho operacional e financeiro concluíram que o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de cada distribuidora, originalmente apresentado na rubrica de receita financeira, no resultado financeiro, deve ser mais adequadamente classificado no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim. Esta alocação reflete de forma mais acurada o modelo de negócio de distribuição de energia elétrica e propicia uma melhor apresentação quanto ao seu desempenho. Tal conclusão está suportada no fato de que:

- i. Investir em infraestrutura é a atividade indispensável do negócio de distribuição de energia elétrica, cujo modelo de gestão está suportado em construir, manter e operar essa infraestrutura;
- ii. Parte da indústria de distribuição de energia, bem como a indústria de transmissão de energia, já adota tal classificação, dessa forma a companhia estaria aumentando a comparabilidade de suas demonstrações financeiras;
- iii. O aumento nas taxas de inflação experimentado nos últimos anos no país, que influenciam diretamente no acréscimo do valor do ativo financeiro da concessão, contribuíram para aumentar a relevância dessa receita no resultado do exercício.

##### 2015

As demonstrações financeiras de 2015 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2015. Estes pronunciamentos não tiveram impactos significativos em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

##### 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

Conforme as orientações do CPC 23 / IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a Companhia e suas Controladas alteraram sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o desempenho dos negócios da Companhia e suas controladas (conforme descrito no item a) acima) e, portanto, procederam às reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações do resultado e do valor adicionado, originalmente emitidas em 07 de março de 2016.

As reclassificações efetuadas não alteram o total dos ativos, o patrimônio líquido e o lucro líquido, nem a Demonstração do Fluxo de Caixa. Os efeitos das reclassificações na Demonstração de

## 10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

Resultado e na Demonstração do Valor Adicionado estão apresentados na nota explicativa 2.8 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Não houve alterações significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia, nos exercícios sociais de 2014 e 2015.

### c) ressalvas e ênfases presentes no relatório do auditor

Com base no exposto nos itens 10.4 a e b, a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes incluiu, em seu relatório datado de 13 de março de 2017, o seguinte parágrafo de ênfase:

#### ***Ênfase***

##### *Reapresentação dos valores correspondentes*

*Conforme mencionado na nota explicativa nº 2.8, em decorrência da mudança de política contábil adotada pela Companhia, referente a classificação do ajuste da expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão, os valores correspondentes das demonstrações financeiras relativos às demonstrações do resultado e do valor adicionado (informação suplementar) consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, apresentados para fins de comparação, foram reclassificados e estão sendo reapresentados conforme previsto no CPC 23 e IAS 8 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.*

Conforme descrito no parágrafo acima, a opinião da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes não está modificada com relação a alteração de política contábil ocorrida no exercício.

## 10.5 - Políticas contábeis críticas

**10.5. Indicações e comentários dos diretores sobre políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não-circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros.**

Ao elaborar as demonstrações financeiras, fazemos estimativas relativas a diversos assuntos. Alguns desses assuntos são altamente imprevisíveis, fazendo com que estas estimativas dependam de opiniões formuladas com base nas informações disponíveis. Discutem-se ainda determinadas políticas contábeis relativas a questões regulatórias. Na discussão a seguir, foram identificados diversos outros assuntos com relação aos quais as apresentações financeiras seriam prejudicadas caso (i) fossem utilizadas estimativas diferentes, ou (ii) no futuro, as estimativas sejam alteradas com razoável probabilidade de ocorrer.

A discussão trata apenas das estimativas mais importantes com base no grau de imprevisibilidade e na probabilidade de impacto relevante, caso outras estimativas fossem utilizadas em seu lugar. Há muitas outras áreas nas quais estimativas são utilizadas para situações imprevisíveis, mas o efeito provável da alteração ou substituição das estimativas não é relevante para as demonstrações financeiras. Veja as notas explicativas às demonstrações financeiras, para discussão mais detalhada da aplicação destas e de outras políticas contábeis.

### *Recuperação de Ativos de Longo Prazo (Impairment)*

Os ativos de longo prazo, que incluem ativo imobilizado, ativos intangíveis e investimentos, compreendem parcela significativa da totalidade dos ativos. Os saldos demonstrados no balanço patrimonial tomam por base custos históricos, líquidos de depreciação e amortização acumuladas. Em função do CPC 01, a avaliação periódica destes ativos é obrigatória para identificação se sofreram desvalorização, ou seja, se sua capacidade futura de gerar caixa não justifica sua manutenção por seus valores contábeis. Caso não sejam realizáveis, o reconhecimento da perda é obrigatório, realizando baixa de seu valor total ou parcial. A análise realizada exige que se estimem os fluxos de caixa futuros decorrentes desses ativos, e essas estimativas nos obriguem a adotar uma série de premissas acerca das operações futuras, incluindo julgamentos relativos ao crescimento do mercado, condições regulatórias e a outros fatores macroeconômicos, assim como a demanda por energia elétrica. As alterações dessas premissas poderiam nos obrigar, e também nossas controladas, a reconhecer perdas por desvalorização em períodos futuros. A avaliação em 2014 não resultaram em qualquer desvalorização significativa do ativo imobilizado, ativos intangíveis e investimentos. Para os anos de 2016 e 2015, registramos perdas no valor de R\$ 48 milhões e R\$39 milhões, respectivamente, relacionadas ao valor recuperável de ativos não financeiros (vide notas 14.1 e 15.2 das demonstrações financeiras de 2016).

### *Recuperação de Ativos Financeiros (Impairment)*

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável que pode ocorrer após o reconhecimento inicial desse ativo, e que tenha um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados.

Nós e também nossas controladas avaliam a evidência de perda de valor para recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento tanto no nível individualizado como no nível coletivo para todos os títulos significativos. Recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda de valor recuperável de forma coletiva, nós utilizamos tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da administração se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

## 10.5 - Políticas contábeis críticas

A redução do valor recuperável de um ativo financeiro é reconhecida como segue:

- **Custo amortizado:** pela diferença entre o valor contábil e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados descontados à taxa efetiva de juros original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Os juros sobre o ativo que perdeu valor continuam sendo reconhecidos através da reversão do desconto. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada a crédito no resultado.
- **Disponíveis para venda:** pela diferença entre o custo de aquisição, líquido de qualquer reembolso e amortização do principal, e o valor justo atual, decrescido de qualquer redução por perda de valor recuperável previamente reconhecida no resultado. As perdas são reconhecidas no resultado.

Para os ativos financeiros registrados pelo custo amortizado e/ou títulos de dívida classificados como disponível para venda, caso exista aumento (ganho) em períodos subsequentes ao reconhecimento da perda, a perda de valor é revertida contra o resultado. Todavia, qualquer recuperação subsequente no valor justo de um título patrimonial classificado disponível para venda para o qual tenha sido registrada perda do valor recuperável, qualquer aumento no valor justo é reconhecido em outros resultados abrangentes.

### *Plano de Pensão*

Patrocínamos planos de benefício de pensão e planos de benefícios em caso de invalidez e falecimento, cobrindo substancialmente todos os nossos empregados. A determinação do valor de nossas obrigações com pensão depende de determinadas premissas atuariais, incluindo índices de desconto, inflação, etc. Para mais informações sobre as premissas atuariais veja nota 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

### *Impostos diferidos*

A contabilização dos impostos sobre o lucro requer o registro de ativos e passivos correntes e diferidos. Dessa forma, os efeitos das diferenças entre o valor contábil para fins fiscais do ativo e passivo e os montantes reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas são tratadas como diferenças temporárias para os fins de registro do imposto de renda diferido.

O crédito fiscal diferido é testado regularmente para fins de recuperação, sendo que não será reconhecido se a probabilidade de não realização for maior que a probabilidade de realização. Se nós e nossas controladas formos incapazes de gerar lucros tributáveis futuros suficientes, ou se houver alteração relevante nas alíquotas de imposto efetivas, ou período no qual as diferenças temporárias subjacentes se tornem tributáveis ou dedutíveis, podemos estar obrigadas a estabelecer uma provisão de desvalorização total ou parcial do crédito fiscal diferido. Isso pode resultar em um aumento substancial da alíquota efetiva de imposto e um impacto adverso relevante sobre os resultados operacionais.

### *Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas*

Nós e nossas subsidiárias somos partes de processos judiciais no Brasil, decorrentes do curso normal dos negócios, relativos a questões fiscais, trabalhistas, civis entre outras.

As provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas são estimadas com base em experiência histórica, na natureza das reclamações, bem como com base na atual posição das reclamações. As avaliações relativas a essas provisões são realizadas por vários de nossos especialistas internos e externos. O registro das provisões requer julgamento significativo por parte da administração no tocante às probabilidades estimadas e limites de exposição de obrigação em potencial. A avaliação da nossa administração a respeito da exposição aos riscos fiscais, cíveis e trabalhistas pode se alterar à medida que se deem novos acontecimentos ou passem a ficar disponíveis mais informações. O desfecho destas provisões pode variar de maneira significativa, acarretando impacto relevante sobre os resultados operacionais, fluxos de caixa e situação financeira.

### *Instrumentos financeiros*

Instrumentos financeiros podem ser avaliados a valor de mercado ou por custo amortizado, de acordo com determinados aspectos. Os avaliados a valor de mercado foram reconhecidos com base nos

## 10.5 - Políticas contábeis críticas

preços cotados em um mercado ativo, ou avaliados utilizando modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração o fluxo de pagamentos futuros, com base nas condições contratadas, descontados a valor presente das taxas de juros, baseado em informações obtidas nos web sites da BM&FBOVESPA e da ANBIMA, quando disponíveis. Desta forma, o valor de mercado de um instrumento corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) registrado a valor presente pelo fator de desconto (relativo a data de vencimento do instrumento) obtida do gráfico de juros de mercado em Reais.

Ativos financeiros classificados como disponíveis para venda referem-se ao direito de compensação a ser paga pelo Governo Federal na reversão dos ativos de distribuição das concessionárias (ativo financeiro da concessão). A metodologia adotada para registro destes ativos a valor de mercado é baseada no processo de revisão tarifária dos distribuidores. Nesta revisão, realizada a cada quatro ou cinco anos de acordo com cada concessionária, consiste na reavaliação a valor de mercado dos ativos da infraestrutura de distribuição. Esta base de avaliação é utilizada para a determinação da tarifa, a qual é acrescida anualmente em cada revisão tarifária, com base nos parâmetros dos principais índices de inflação.

A Lei n.º 12.783/13 definiu a metodologia e o critério para a avaliação da compensação na reversão destes ativos amparados na Base de Remuneração Regulatória. Desta forma, a avaliação da compensação na reversão é prevista por meio de processo de avaliação conduzido pela ANEEL.

### *Depreciação de Ativos Imobilizados e Amortização de Ativos Intangíveis*

A depreciação é registrada utilizando o método linear, em tarifas anuais baseadas na vida útil estimada dos ativos, de acordo com os regulamentos da ANEEL e a prática do setor adotada no Brasil.

Os ativos intangíveis são compostos por naturezas distintas as quais impactam na forma da amortização é realizada, conforme descrito abaixo:

- Adquiridos através de combinações de negócios: A parcela do ágio oriunda de combinações de negócios que corresponde ao direito de exploração da concessão é apresentada como ativo intangível e amortizada linearmente pelo período remanescente das respectivas autorizações de exploração;
- Investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 e IFRIC 12 – Contratos de Concessão): Uma vez que o prazo para exploração é definido contratualmente, este ativo intangível de vida útil definida é amortizado pelo prazo de concessão de acordo com uma curva que reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados.
- Uso do Bem Público: O ativo intangível referente a esta natureza está sendo, amortizado linearmente pelo período remanescente da concessão.

**10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras****10.6. Descrição dos diretores sobre itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor**

***a) os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items):***

- i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos;***
- ii. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos;***
- iii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços;***
- iv. contratos de construção não terminada;***
- v. contratos de recebimentos futuros de financiamento;***

Em 31 de dezembro de 2016 não há itens que não constem em nosso balanço patrimonial que tenham, ou possam vir a ter um efeito relevante em nossa condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital.

A Companhia possui obrigações contratuais e compromissos, tais como os compromissos relacionados a contratos de longo prazo para compra e venda de energia e para projetos para construção de usinas, que estão apresentados em forma de tabela no item 10.1.c deste Formulário de Referência.

***b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.***

Não há outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor.

**10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras**

**10.7. Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6, os diretores devem comentar:**

***a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor;***

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

***b) natureza e o propósito da operação;***

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

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

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.



## 10.8 - Plano de Negócios

**10.8. Os diretores devem indicar e comentar os principais elementos do plano de negócios do emissor, explorando especificamente os seguintes tópicos:**

**a) investimentos, incluindo:**

**i. descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos;**

Os principais investimentos nos últimos anos têm sido destinados à manutenção e ao aprimoramento da rede de distribuição e aos projetos de geração. A tabela a seguir apresenta os investimentos da Companhia nos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2014, 2015 e 2016 e a previsão de investimentos para o quinquênio de 2017 a 2021 (em milhões de reais):

	Realizado			Previsto				
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Distribuição	702	868	1.201	1.895	1.877	1.906	1.857	1.687
Geração	14	7	8	14	14	11	10	8
Renováveis	251	494	979	726	120	51	29	28
Comercialização e outros	94	59	50	87	22	14	18	17
<b>Total</b>	<b>1.062</b>	<b>1.428</b>	<b>2.238</b>	<b>2.722</b>	<b>2.033</b>	<b>1.982</b>	<b>1.914</b>	<b>1.739</b>

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

Planejamos investir aproximadamente R\$ 2.722 milhões em 2017 e aproximadamente R\$ 2.061 milhões em 2018. Dos investimentos totais orçados para este período, R\$ 3.722 milhões são esperados de serem investidos no nosso segmento de distribuição, R\$ 846 milhões em nosso segmento de Energia Renovável e R\$ 28 milhões no nosso segmento de Geração Convencional. Adicionalmente, durante este período, planejamos investir R\$ 137 milhões em nossos segmentos de comercialização e serviços. Parte dos gastos previstos, particularmente quanto aos projetos de geração, já encontram-se formalmente contratados. 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, 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.

## 10.8 - Plano de Negócios

***b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor;***

### **2016**

Em 15 de junho de 2016, nossa subsidiária integral CPFL Jaguariúna Participações Ltda. firmou acordo para aquisição de 100% da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (que posteriormente teve sua razão social alterada para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A ou RGE Sul) da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. A RGE sul atua como distribuidora de energia no estado do Rio Grande do Sul e tem direito exclusivo para distribuição de energia para 118 municípios no estado.

### **2015**

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

### **2014**

Em fevereiro de 2014, as controladas CPFL Renováveis e CPFL Geração 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 ("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 - Outros fatores com influência relevante

**10.9. Comentários dos diretores sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção**

Não existem outros fatores que influenciam de maneira relevante o desempenho operacional da companhia e que não foram mencionados nesta seção.

## 11.1 - Projeções divulgadas e premissas

**11. Projeções****11.1 As projeções devem identificar:****a) objeto da projeção;**

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

**b) período projetado e o prazo de validade da projeção;**

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

**c) premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle.**

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

## 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, indicando 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 CPFL Energia é um órgão colegiado, eleito pela Assembleia Geral, que será composto por um mínimo de 5 (cinco) membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 1 ano, sendo permitida a reeleição. Conselho de Administração deverá ser composto por Conselheiro(s) Independente(s) conforme a seguir: (a) se o Conselho de Administração for composto por 5 (cinco) membros, deverá haver 1 (um) Conselheiro Independente; (b) se o Conselho de Administração for composto por 6 (seis) a 10 (dez) membros, deverá haver 2 (dois) Conselheiros Independentes; e (c) se o Conselho de Administração for composto por mais de 10 (dez) membros, o número de Conselheiros Independentes será de 20% (vinte por cento) do número total de membros do Conselho de Administração, em linha com o disposto no Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA e no Estatuto Social da Companhia, devendo ser expressamente declarados como tais na ata da Assembleia Geral que os elege, sendo também considerado conselheiro independente aquele eleito mediante faculdade prevista nos Parágrafos 4º e 5º do Artigo 141, da Lei nº 6.404/76. Dentre os membros do Conselho de Administração, são eleitos, na primeira reunião que ocorrer após a eleição dos referidos membros, um Presidente e um Vice-Presidente. Os cargos de Presidente do Conselho de Administração e de Diretor Presidente (ou principal executivo) da Companhia não podem ser exercidos pela mesma pessoa.

Atualmente, o Conselho de Administração da Companhia é composto por 7 (sete) membros, dos quais 2 (dois) membros são considerados independentes de acordo com o disposto no Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA e no Estatuto Social.

O Conselho de Administração da Companhia tem seu funcionamento disciplinado em um Regimento Interno, que dispõe sobre o seu relacionamento com os Comitês e Comissões que o assessoram, bem como com os demais órgãos da Companhia e de suas sociedades controladas e coligadas.

O Conselho de Administração é o fórum central de decisões da Companhia e é responsável por determinar as diretrizes estratégicas globais. Suas competências e atribuições estão dispostas tanto na Lei nº 6.404/1976, como no Art. 17 e respectivas alíneas do Estatuto Social da Companhia, destacando-se, dentre elas: a fixação da orientação geral dos negócios da Companhia e de suas controladas (aprovando previamente os seus respectivos planos estratégicos, os projetos de expansão, os programas de investimento, as políticas empresariais, os orçamentos anuais, o plano anual de negócios e suas respectivas revisões anuais); a eleição da Diretoria, a fixação de sua remuneração mensal individual (respeitado o montante global estabelecido pela Assembleia Geral) e a supervisão da gestão dos diretores, bem como a aprovação da eleição dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva nas sociedades direta ou indiretamente controladas e/ou coligadas; a manifestação sobre o relatório da administração, as demonstrações financeiras e as contas da Diretoria, assim como a definição da política de dividendos e a proposta, à Assembleia Geral, para a destinação do lucro líquido de cada exercício; a deliberação sobre o aumento de capital, no limite do capital autorizado; a deliberação sobre a contratação de empréstimo ou assunção de dívida de valor igual ou superior a R\$ 47.507.000,00 (conforme atualizado pelo IGP-M) pela Companhia e sociedades por ela direta ou indiretamente controladas; a deliberação sobre a aquisição de qualquer ativo fixo de valor igual ou superior a R\$ 47.507.000,00 (conforme atualizado pelo IGP-M), bem como a alienação ou oneração de ativos fixos de valor igual ou superior a R\$ 3.535.000,00 (conforme atualizado pelo IGP-M) pela Companhia e sociedades por ela direta ou indiretamente controladas; a autorização para a celebração de contratos de qualquer natureza, de valor global superior a R\$ 47.507.000,00 (conforme atualizado pelo IGP-M) pela Companhia e sociedades por ela

## 12.1 - Descrição da estrutura administrativa

direta ou indiretamente controladas; a autorização para a celebração de contratos com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, de valor superior a R\$ 11.913.000,00 (conforme atualizado pelo IGP-M); a deliberação sobre a constituição e extinção de sociedades controladas, a participação, direta ou indireta, em consórcios e a aquisição ou alienação de participações em outras sociedades pela Companhia e pelas controladas; a seleção e/ou a destituição dos auditores externos da Companhia e de suas controladas; a constituição de garantias em negócios relacionados aos interesses e/ou às atividades da Companhia e de suas controladas ou coligadas, de valor igual ou superior a R\$ 47.507.000,00 (quando não envolverem ativos fixos) (conforme atualizado pelo IGP-M), ou de valor igual ou superior a R\$ 3.535.000,00 (quando envolverem ativos fixos) (conforme atualizado pelo IGP-M); a autorização para a prestação de garantia ou assunção de dívidas, pela Companhia e/ou por suas controladas, em benefício ou favor de terceiros; a deliberação sobre a criação de Comissões e Comitês de assessoramento; a aprovação de alteração em contratos de concessão firmados pela Companhia, pelas suas controladas e coligadas.

O Estatuto Social da Companhia e o Regimento Interno do Conselho de Administração estão disponíveis na sede da Companhia, em seu *website* (<http://www.cpfl.com.br/institucional/governanca-corporativa>) e, ainda, no *website* de Relações com Investidores ([www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)).

### **a.2) Diretoria**

A Diretoria Executiva é responsável por dirigir todos os negócios e pela administração geral da Companhia e de suas controladas, bem como pela execução da estratégia corporativa. Nos termos do Art. 18 do Estatuto Social, é composta por até 8 membros, sendo 1 Diretor Presidente, 1 Diretor Presidente Adjunto, 1 Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas, 1 Diretor Vice-Presidente de Operações de Mercado, 1 Diretor Vice-Presidente Jurídico & de Relações Institucionais, 1 Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios e Planejamento, 1 Diretor Vice-Presidente Financeiro, que acumula as funções de Diretor de Relações com Investidores, e 1 Diretor Vice-Presidente de Gestão Empresarial, todos eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de 2 anos, sendo permitida a reeleição.

As competências da Diretoria Executiva estão previstas nos Arts. 18 e 21 do Estatuto Social da Companhia, sendo sua responsabilidade, dentre outras, submeter à aprovação do Conselho de Administração (i) as políticas e estratégias da Companhia, (ii) a proposta de aumento de capital e reforma do Estatuto Social, (iii) o calendário anual de eventos corporativos, (iv) o plano quinquenal de negócios e o orçamento anual, (v) as operações de aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, nos casos mencionados no item a.1 desta Seção, (vi) a constituição de garantias em negócios que digam respeito aos interesses e às atividades da Companhia ou de suas controladas, nos casos mencionados no item a.1 desta Seção e, ainda, (vii) a celebração de contratos com acionistas ou pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, nos casos mencionados no item a.1 desta Seção.

### **a.3) Conselho Fiscal**

De acordo com a Lei nº 6.404/76 e com o nosso Estatuto Social, o Conselho Fiscal é um órgão independente da administração da Companhia, com funcionamento permanente, composto por 3 (três) membros efetivos e igual número de suplentes, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 1 ano, sendo permitida a reeleição. Ao menos 1 (um) dos membros do Conselho Fiscal será considerado membro independente.

O Conselho Fiscal da Companhia tem seu funcionamento disciplinado, também, em Regimento Interno próprio.

As competências deste órgão estão previstas na legislação aplicável, no Estatuto Social e no respectivo Regimento Interno, destacando-se, dentre elas: a fiscalização dos atos dos administradores e a avaliação do cumprimento dos seus deveres legais e estatutários; a manifestação sobre a

## 12.1 - Descrição da estrutura administrativa

contratação, substituição e remuneração dos auditores independentes; e o exame e opinião sobre as demonstrações financeiras de cada exercício social. O Conselho Fiscal deve reportar as suas observações aos acionistas.

O Conselho Fiscal também exerce atividades de Audit Committee, em atendimento às regras da Lei Sarbanes Oxley (SOX) aplicáveis às empresas estrangeiras listadas em bolsa de valores nos Estados Unidos.

O Estatuto Social da Companhia e o Regimento Interno do Conselho Fiscal estão disponíveis na sede da Companhia e, ainda, no *website* de Relações com Investidores ([www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)).

### **a.4) Comitês e Comissões**

O Estatuto Social da Companhia prevê, em seu Art. 17, alínea "v", a constituição de Comitês e Comissões pelo Conselho de Administração, cujos membros são nomeados pelo Conselho de Administração para cumprirem o mandato de 1 ano. Os Comitês e as Comissões são órgãos consultivos, que têm como atribuição assessorar o Conselho de Administração em assuntos relacionados à Companhia, às suas controladas e às suas coligadas.

São três os Comitês de Assessoramento ao Conselho de Administração, cujas competências e regras de funcionamento são reguladas em Regimento Interno próprio: Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, Comitê de Partes Relacionadas e Comitê de Gestão de Pessoas.

O Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade é composto por 3 membros. Nos termos do Regimento Interno dos Comitês e da respectiva Ficha de Trabalho, compete ao referido Comitê assessorar o Conselho de Administração nos assuntos a seguir: (i) avaliação da robustez das informações prestadas ao Conselho de Administração; (ii) elaboração de propostas de melhoria dos processos de gestão de negócios; e (iii) orientação dos trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento. Além disso, o Conselho de Administração delegou a este Comitê a responsabilidade em monitorar as iniciativas de Sustentabilidade, Meio Ambiente e Comunicação Institucional. Adicionalmente, o referido Comitê incorporou, em 2015, as atividades da extinta Comissão de Gestão de Riscos Corporativos, em razão do que o referido comitê passou a ser denominado Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade.

O Comitê de Gestão de Pessoas é composto por 3 membros. Nos termos do Regimento Interno dos Comitês e da respectiva Ficha de Trabalho, compete ao Comitê de Gestão de Pessoas assessorar o Conselho de Administração nos seguintes temas: (i) coordenação do processo de seleção do Diretor Presidente; (ii) monitoramento do processo de seleção dos Vice-Presidentes da CPFL Energia e Diretores Presidentes de nossas companhias controladas; (iii) definição dos critérios de remuneração da Diretoria Executiva, incluindo planos de incentivo de curto e longo prazo; (iv) coordenação do processo de avaliação da Diretoria Executiva; (v) preparação do plano de sucessão da Diretoria Executiva; e (vi) monitoramento da execução de políticas e práticas de Recursos Humanos e, quando necessário, elaboração de propostas de aprimoramento.

O O Comitê de Partes Relacionadas é composto por 3 membros, dos quais 1 membro deve ser considerado independente. Nos termos do Regimento Interno dos Comitês e da respectiva Ficha de Trabalho, compete ao Comitê de Partes Relacionadas assessorar o Conselho de Administração nas seguintes matérias: (i) avaliação dos processos de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços, que envolvam Parte(s) Relacionada(s), conforme previsto no Estatuto Social da Companhia, garantindo que sejam observadas as condições de mercado; e (ii) avaliação do processo de fechamento de contrato(s) de compra e/ou venda de energia para Parte(s) Relacionada(s), garantindo que sejam observadas as condições de mercado.

Adicionalmente aos Comitês de Assessoramento, nosso Conselho de Administração pode criar comissões de trabalho *ad hoc*, caso seja necessário. As principais responsabilidades de uma comissão de trabalho *ad hoc* incluem avaliar e endereçar assuntos específicos que poderão surgir. Em 2015, o nosso Conselho de Administração aprovou a constituição de duas comissões *ad hoc*: a Comissão de Estratégia e a Comissão de Orçamento e Finanças Corporativas.



## 12.1 - Descrição da estrutura administrativa

O Estatuto Social da Companhia e o Regimento Interno dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração estão disponíveis na sede da Companhia e, ainda, no *website* de Relações com Investidores ([www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)).

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

O Art. 26 do Estatuto Social da Companhia estabelece que o Conselho Fiscal da Companhia tem funcionamento permanente, sendo os seus membros eleitos para um mandato de um ano, sendo permitida a reeleição. Os membros do Conselho Fiscal da Companhia eleitos na Assembleia Geral Ordinária realizada em 28 de abril de 2017 tomaram posse na mesma data e permanecem em exercício até a Assembleia Geral Ordinária que se realizará em 2018.

Os 3 (três) Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, a saber, o Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, o Comitê de Partes Relacionadas e o Comitê de Gestão de Pessoas foram constituídos pelo Conselho de Administração, em 25 de abril de 2007. Para o período de mandato 2017/2018, os membros dos Comitês de Gestão de Pessoas, de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade e de Partes Relacionadas foram nomeados na Reunião do Conselho de Administração realizada em 17 de fevereiro de 2017, e reeleitos na reunião do Conselho de Administração realizada em 08 de maio de 2017.

### **c) mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê e de seus membros, identificando o método utilizado**

O Regimento Interno do Conselho de Administração prevê que, no último mês de cada exercício social, o Presidente do Conselho de Administração deverá encaminhar aos seus membros um questionário de avaliação para ser preenchido individualmente pelos conselheiros. Os resultados desta avaliação são posteriormente divulgados a todos os Conselheiros, com o objetivo de aprimorar cada vez mais o desempenho do Conselho de Administração.

Os membros do Conselho Fiscal também são avaliados, com o objetivo de possibilitar uma reflexão acerca de seu conhecimento e de suas atividades desempenhadas, de acordo com o disposto no Regimento Interno, o qual estabelece, ainda, que, no prazo de até 30 dias, após a data de sua eleição, os membros do Conselho Fiscal devem tomar conhecimento, por meio dos auditores independentes, dos parâmetros de avaliação de desempenho do Conselho Fiscal, de acordo com as disposições da Lei Sarbanes-Oxley.

A Companhia realiza também uma avaliação da Diretoria Executiva, de acordo com metas corporativas e individuais estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia e métricas do Sistema de Geração de Valor ao Acionista (GVA®), previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração. Adicionalmente, e com relação à remuneração variável da Diretoria Executiva, a Companhia realiza a avaliação da sua Diretoria Executiva, verificando o desempenho de seus membros, conforme metas corporativas e individuais, estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia, previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração.

O Conselho de Administração conta com a assessoria do Comitê de Gestão de Pessoas para acompanhar e avaliar o desempenho da Diretoria Executiva em relação ao cumprimento de suas metas.

Compete, ainda, ao Comitê de Gestão de Pessoas acompanhar o Plano de Sucessão da Diretoria Executiva e validar os cálculos previstos na norma administrativa que estabelece diretrizes do Plano de Incentivos de Curto e Longo Prazo para a Diretoria Executiva da Companhia.

## 12.1 - Descrição da estrutura administrativa

### **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", "f" e "g" do parágrafo único do Art. 18 do Estatuto Social da Companhia. Nesse contexto, compete:

**(1) ao Diretor Presidente:** dirigir e liderar todos os negócios e a administração geral da Companhia e das sociedades direta e indiretamente controladas e das coligadas da Companhia; promover o desenvolvimento e a execução da estratégia corporativa, incluindo a gestão corporativa de riscos e de pessoas e a gestão regulatória; exercer as demais atribuições que lhe foram conferidas pelo Estatuto Social, pelo Conselho de Administração e, ainda, privativamente: convocar e presidir as reuniões da Diretoria Executiva; conceder licença aos membros da Diretoria Executiva e indicar-lhes substitutos; coordenar e orientar os trabalhos dos Diretores Vice-Presidentes; propor ao Conselho de Administração as áreas de atuação de cada Diretor Vice-Presidente; tomar decisões de caráter urgência, que sejam de competência da Diretoria Executiva, "ad referendum" desta; representar a Companhia em Assembleias Gerais de acionistas e/ou de quotistas da Companhia e das sociedades direta ou indiretamente controladas e/ou coligadas, ou indicar um Diretor Vice-Presidente ou um procurador para, em seu lugar, representar a Companhia; e indicar os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva das sociedades direta ou indiretamente controladas e/ou coligadas, de acordo com a quantidade de ações ou quotas detidas pela Companhia, nos termos da alínea "ad" do Art. 17 do Estatuto Social da Companhia;

**(2) ao Diretor Presidente Adjunto:** auxiliar o Diretor Presidente a conduzir e dirigir todos os negócios e a administração geral da Companhia e das sociedades direta ou indiretamente controladas e coligadas; auxiliar o Diretor Presidente a promover o desenvolvimento e a execução da estratégia corporativa, incluindo a gestão de riscos e pessoal; e a gestão regulatória, auxiliando o Diretor Presidente a desempenhar as demais atribuições que lhe forem designadas pelo presente Estatuto, pelo Conselho de Administração e, ainda, como sua exclusiva competência: (i) auxiliar o Diretor Presidente a coordenar e orientar o trabalho dos Diretores Vice-Presidentes; (ii) auxiliar o Diretor Presidente a indicar ao Conselho de Administração as áreas de atuação cada Diretor Vice-Presidente; e (iii) auxiliar o Diretor Presidente a nomear os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva das sociedades direta ou indiretamente controladas e/ou coligadas à Companhia, de acordo com o número de ações ou cotas detidas pela Companhia, nos termos da alínea "ad", do Art. 17 deste Estatuto.

**(3) ao Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas:** dirigir e liderar os negócios relativos à distribuição de energia elétrica, observando e fazendo observar a regulação e os riscos inerentes aos negócios nas empresas direta e indiretamente controladas pela Companhia, competindo-lhe propor e gerir os investimentos; propor e implantar novos projetos, garantindo a excelência das operações; gerir os processos relativos à operação da distribuição e respectivos assuntos regulatórios, à engenharia de operações e aos processos relacionados aos contratos de compra e venda de energia dos negócios de distribuição, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia;

**(4) ao Diretor Vice-Presidente de Operações de Mercado:** dirigir e liderar os negócios de geração e de comercialização e de prestação de serviços relativos a energia elétrica nas empresas direta e indiretamente controladas pela Companhia, competindo-lhe propor e gerir os investimentos relacionados a esses negócios, propor e implantar novos projetos, garantindo a excelência e o desenvolvimento das operações, planejar e realizar as atividades de venda de energia e de serviços, observando e fazendo observar a regulação e os riscos inerentes aos negócios, e gerir a engenharia de operações e os processos de eficiência energética, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia;

**(5) ao Diretor Vice-Presidente Jurídico & Relações Institucionais:** dirigir e liderar as comunicações externas e a interlocução institucional, bem como os assuntos jurídicos e de sustentabilidade; definir e garantir o cumprimento dos princípios e normas legais, de meio-ambiente e de comunicação da Companhia e das sociedades direta ou indiretamente controladas, ou coligadas, e realizar ações corretivas na ocorrência de eventuais incidentes jurídicos, regulatórios, ambientais e de reputação, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia;

## 12.1 - Descrição da estrutura administrativa

**(6) ao Diretor Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios e Planejamento:** dirigir e liderar a avaliação do potencial e o desenvolvimento de novos negócios nas áreas de distribuição, geração e comercialização e de prestação de serviços relativos a energia elétrica, além de outras atividades correlatas ou complementares, bem como dirigir e liderar os processos de gestão dos planos estratégicos, de energia e de inovação na Companhia e nas sociedades direta ou indiretamente controladas, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia;

**(7) ao Diretor Vice-Presidente Financeiro:** dirigir e liderar a administração e gestão das atividades financeiras da Companhia e das sociedades direta e indiretamente controladas, incluindo a análise de investimentos, a propositura e contratação de empréstimos e financiamentos, as operações de tesouraria, planejamento e controle financeiro e tributário, e a gestão das atividades inerentes à contabilidade, competindo-lhe, ainda, desempenhar as funções de representante da Companhia e das sociedades diretamente controladas em suas relações com os investidores e o mercado de capitais. Cabe a esse diretor, ainda, o acompanhamento e a execução da Política de Negociação de Valores Mobiliários. Para mais informações, vide item 20.1 deste Formulário de Referência; e

**(8) ao Diretor Vice-Presidente de Gestão Empresarial:** dirigir e liderar os processos de planejamento de tecnologia da informação, qualidade, suprimentos, infraestrutura, logística; gerir os processos e sistemas de gestão organizacional, propor e/ou disseminar normas inerentes a esses processos, bem como propor, avaliar, planejar e implantar novos projetos e investimentos pertinentes a tais processos, com ênfase nos princípios de eficácia empresarial da Companhia e das sociedades direta e indiretamente controladas ou coligadas, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia.

## 12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

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

#### a) prazos de convocação

A Companhia não adota práticas ou políticas diferenciadas em relação aos prazos de convocação estipulados na legislação societária e pelas normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

A Lei nº 6.404/64 dispõe que todas as Assembleias Gerais devem ser convocadas mediante anúncio publicado por 3 vezes, no mínimo, no Diário Oficial da União ou do Estado em que esteja situada a sede da Companhia e em outro jornal de grande circulação. As publicações da Companhia são atualmente feitas no "Diário Oficial do Estado de São Paulo", e, ainda, no jornal "Valor Econômico".

A Lei nº 6.404/76 determina que as Assembleias Gerais sejam convocadas com antecedência mínima de 15 dias, em primeira convocação, e 8 dias, em segunda convocação. Não obstante, por ter programa de ADR patrocinado, a Companhia publica seus editais de convocação das Assembleias Gerais com 30 dias de antecedência, em cumprimento ao art. 8º da Instrução CVM nº 559/15.

#### b) competências

A Assembleia Geral de Acionistas da Companhia tem por competência deliberar sobre matérias previstas na Lei nº 6.404/76 e no Estatuto Social.

- Na forma da Lei nº 6.404/76 e do Art. 8º do Estatuto Social, compete à Assembleia Geral Ordinária da Companhia: tomar as contas dos administradores, relativas ao último exercício social;
- examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras, instruídas com parecer do Conselho Fiscal;
- deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição dos dividendos;
- eleger os membros do Conselho Fiscal, efetivos e suplentes;
- eleger os membros do Conselho de Administração, efetivos e suplentes; e
- fixar os honorários globais dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria, bem como os honorários do Conselho Fiscal.

Nos termos do Parágrafo Único do Art. 9 do Estatuto Social, além das demais atribuições previstas em lei e em outras disposições do Estatuto Social, compete à Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovar:

- o cancelamento do registro de Companhia Aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários;
- a saída do Novo Mercado da BM&FBOVESPA;
- a escolha de empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia para fins das ofertas públicas previstas nos Capítulos VIII e IX do Estatuto Social, dentre uma lista tríplice de empresas apontadas pelo Conselho de Administração;
- os planos para outorga de opção de compra de ações a administradores e empregados da Companhia e de outras sociedades que sejam controladas direta ou indiretamente pela Companhia, sem direito de preferência dos acionistas; e
- a reforma do Estatuto Social.

A Companhia não adota políticas ou práticas diferenciadas em relação ao previsto na legislação societária.

#### c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise

Sede da Companhia: Rua Gomes de Carvalho, nº 1.510, 14º andar, conjunto 142, CEP 04547-005, São Paulo/SP.

Website da Companhia: [www.cpfl.com.br/institucional/governanca-corporativa](http://www.cpfl.com.br/institucional/governanca-corporativa)

Website de Relações com Investidores: [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)

Website da Comissão de Valores Mobiliários – CVM: [www.cvm.gov.br](http://www.cvm.gov.br)

Website da BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores e Mercadorias e Futuros: [www.bmfbovespa.com.br](http://www.bmfbovespa.com.br)

## 12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

### d) identificação e administração de conflitos de interesses

O Presidente da Assembleia deverá zelar pelo cumprimento das melhores práticas de governança corporativa adotadas pela Companhia, a saber, o Código de Melhores Práticas do IBGC. O Código prevê que o acionista que, por qualquer motivo, tiver interesse conflitante com o da organização em determinada deliberação:

- deve comunicar imediatamente o fato e abster-se de participar da discussão e da votação dessa matéria;
- se estiver representando terceiros, só deve ser autorizado a votar caso o instrumento de mandato tenha sido dado por um acionista não conflitado e expresse, explicitamente, qual o voto a ser proferido, devendo abster-se de participar da discussão; e
- caso o acionista mandatário também possua conflito ou a procuração não seja explícita com relação ao voto a ser proferido, ele não deve ser autorizado a participar e votar, ainda que representando o terceiro.

O Código de Melhores Práticas destaca que a pessoa que não é independente em relação à matéria em discussão ou deliberação deve manifestar, tempestivamente, seu conflito de interesses ou interesse particular. Caso não o faça, outra pessoa deve manifestar o conflito, caso dele tenha ciência. Tão logo identificado conflito de interesses em relação a um tema específico, a pessoa envolvida deve afastar-se, inclusive fisicamente, das discussões e deliberações. Esse afastamento temporário deve ser registrado em ata.

O Presidente da Assembleia deve igualmente zelar para o cumprimento do art. 115 da Lei 6.404/76, que reforça que o acionista deve exercer o direito a voto no interesse da companhia e aponta restrições e penalidades aos acionistas que eventualmente agirem de forma contrária.

### e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto

A Companhia adota como prática de governança corporativa a elaboração de manuais de assembleia, que são disponibilizados aos seus acionistas por meio eletrônico. Nos referidos manuais de assembleia, a Companhia coloca à disposição dos acionistas um modelo de procuração, assim como um executivo da Companhia que poderá ser indicado como procurador para representá-los, sem qualquer ônus e com observância estrita ao mandato que lhe for outorgado, de forma a permitir a maior participação dos acionistas da Companhia nas assembleias.

A Companhia não adota como prática a elaboração de pedidos públicos de procuração, nos termos da Instrução CVM 481/09, bem como a outorga de procurações por meio eletrônico. Sem prejuízo do acima disposto, a Companhia constantemente estuda mecanismos para permitir maior participação de seus acionistas nas deliberações sociais, bem como está apta para cumprir com as obrigações previstas na Instrução CVM 481/09.

**f) formalidades necessárias para aceitação de procurações outorgadas por acionistas, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notariação, consularização e tradução juramentada e se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico**

Os documentos de representação dos acionistas, para fins de participação nas Assembleias Gerais, deverão ser depositados na sede da Companhia, com 24 (vinte e quatro) horas de antecedência da hora marcada para o início dos trabalhos, podendo os acionistas fazer-se representar por procurador constituído na forma do Artigo 126 da Lei nº 6.404/76 (procurador constituído há menos de 1 ano, que seja acionista, administrador da Companhia ou advogado, sendo que, na companhia aberta, o procurador poderá, ainda, ser instituição financeira), nos termos do Artigo 11 do Estatuto Social. Conforme entendimento da CVM, nos termos do Ofício Circular CVM/SEP 002/16, acionistas pessoas jurídicas podem ser representadas nas assembleias por meio de seus representantes legais ou por meio de mandatários devidamente constituídos, de acordo com os atos constitutivos de tal acionista e com as regras do Código Civil, não sendo necessário que esse mandatário seja acionista ou administrador da Companhia ou, ainda, advogado.

O Parágrafo Único do Art. 11 do Estatuto Social prevê, ainda, que o acionista que comparecer à Assembleia Geral munido dos documentos exigidos poderá participar e votar, mesmo que tenha deixado de depositá-los previamente. Esta solicitação de depósito prévio de procuração visa apenas

## 12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

facilitar os trabalhos de preparação da documentação das assembleias e não representa obstáculo à participação daqueles acionistas que não depositarem previamente as procurações nas assembleias.

A Companhia solicita que as procurações outorgadas no Brasil tenham reconhecimento de firma em cartório e quanto àquelas outorgadas no exterior deverão ser notariadas por notário público ou Tabelião Público devidamente habilitado para este fim, legalizados em em consulado brasileiro ou apostilados, conforme aplicável, e traduzidas para o Português por tradutor juramentado e registradas no Registro de Títulos e Documentos, nos termos da legislação em vigor.

O Estatuto Social da Companhia não prevê a possibilidade de procurações outorgadas por meio eletrônico.

No último exercício social, a Companhia não adotou nenhuma outra prática acerca das formalidades relacionadas às assembleias gerais, além das descritas acima e das previstas em seu Estatuto Social.

### **g) formalidades necessárias para aceitação do boletim de voto à distância, quando enviados diretamente à companhia, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notariação e consularização**

Os acionistas poderão preencher e enviar os Boletins de Voto à distância, a seu critério, (i) diretamente à Companhia; ou (ii) por instruções de preenchimento transmitidas a seus respectivos agentes de custódia ou ao agente escriturador da Companhia, conforme suas ações estejam ou não depositadas em depositário central.

Caso opte por exercer o seu direito de voto à distância e enviar o Boletim de Voto à distância diretamente à Companhia, nos termos da Instrução CVM nº 481, com redação dada pela Instrução CVM nº 561/15, mediante o envio do Boletim de Voto à distância diretamente à Companhia, o acionista deverá encaminhar os seguintes documentos à Rua Gomes de Carvalho, 1510, 14º andar, cj. 02, Vila Olímpia, CEP: 04547-005, São Paulo/SP – Brasil, aos cuidados da Diretoria de Relações com Investidores:

- via física do Boletim de Voto à distância com **(i)** todos os seus campos devidamente preenchidos, **(ii)** todas as suas páginas rubricadas e, **(iii)** ao final, a assinatura do acionista ou de seu(s) representante(s) legal(is), conforme o caso, e nos termos da regulamentação vigente;
- cópia autenticada dos seguintes documentos, conforme o caso:

<b>Acionista Pessoa Física</b>	<b>Acionista Pessoa Jurídica</b>	<b>Acionista constituído sob a forma de Fundo de Investimento</b>
Documento de identificação com foto. Exemplos: RG, RNE, CNH ou carteiras de classe profissional oficialmente reconhecidas.	Documento de identificação com foto do(s) representantes(s) legal(is) do acionista, exemplar do último Estatuto ou Contrato Social consolidado e, ainda, a documentação societária que lhe(s) outorgue poderes de representação (ata de eleição dos diretores ou procuração).	Documento de identificação com foto do(s) representante(s) legal(is) do administrador do Fundo de Investimento (ou do gestor, conforme o caso), exemplar do último regulamento consolidado do fundo e do Estatuto ou Contrato Social do seu administrador, além da documentação societária que lhe(s) outorgue poderes de representação (ata de eleição dos diretores ou procuração).

O Boletim de Voto à distância deverá ser recebido em até, no máximo, 7 (sete) dias antes da data de realização da respectiva Assembleia.

A Companhia esclarece que o boletim de voto a distância deverá ter firma reconhecida em cartório e, quanto àquelas outorgadas no exterior, ser notariado e apostilado por notário público ou Tabelião Público devidamente habilitado para este fim, bem como consularizado em consulado brasileiro ou apostilado, conforme aplicável, e, se aplicável, traduzido para o português por tradutor juramentado.

## 12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

Uma vez recebidos o Boletim de Voto à distância e os documentos que o tiverem acompanhado, a Companhia comunicará o acionista acerca de seu recebimento e de sua aceitação ou não, nos termos do art. 21-U da Instrução CVM nº 481/09, conforme alterada.

O acionista que optar por exercer o seu direito de voto à distância por intermédio de prestadores de serviços deverá transmitir as suas instruções de voto a seus respectivos agentes de custódia ou ao agente escriturador das ações de emissão da Companhia, conforme suas ações estejam ou não depositadas em depositário central, e desde que observadas às regras por eles determinadas. Para mais informações, vide item (k) abaixo.

Além disso, caso assim lhe convier, o acionista também poderá enviar as vias digitalizadas dos documentos referidos acima para o endereço eletrônico [ri@cpfl.com.br](mailto:ri@cpfl.com.br).

### **h) se a companhia disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto à distância ou de participação a distância**

Não aplicável, uma vez que até a data do presente Formulário de Referência, a Companhia não disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação à distância.

### **i) instruções para que acionista ou grupo de acionistas inclua propostas de deliberação, chapas ou candidatos a membros do conselho de administração e do conselho fiscal no boletim de voto a distância**

Conforme previsto no art. 21-L da Instrução CVM nº 481/09, acionistas que representem os percentuais mínimos estabelecidos nos Anexos 21-L-I e 21-L-II da Instrução CVM nº 481/09 poderão solicitar, respectivamente, a inclusão no boletim de voto a distância de (i) candidatos ao conselho de administração e ao conselho fiscal da companhia, sempre que convocada assembleia geral para sua eleição sujeita ao procedimento de voto a distância, conforme § 1º do art. 21-A, ou (ii) propostas de deliberação para as assembleias gerais ordinárias da Companhia.

As solicitações de inclusão descritas acima deverão ser recebidas pela Diretoria de Relações com Investidores da Companhia **(i)** na hipótese de assembleia geral ordinária, entre o primeiro dia útil do exercício social em que se realizará a assembleia geral ordinária e até 45 (quarenta e cinco) dias antes da data prevista para sua realização, conforme divulgada no Calendário de Eventos Corporativos da Companhia; ou **(ii)** na hipótese de assembleia geral extraordinária convocada para eleição de membros do conselho de administração e do conselho fiscal, entre o primeiro dia útil após a ocorrência de evento que justifique a convocação da referida assembleia geral e até 35 (trinta e cinco) dias antes da data de realização da assembleia, hipótese em que a administração da Companhia comunicará ao mercado, ainda que em caráter provisório, a data de realização da respectiva assembleia geral, bem como o prazo para a inclusão de candidatos no Boletim de Voto à distância.

Toda e qualquer solicitação de inclusão de propostas ou candidatos no boletim de voto a distância, conforme descritas acima, deverão observar os requisitos legais aplicáveis, bem como o disposto nos arts. 21-L e 21-M da Instrução CVM nº 481/09 e deverão ser enviadas aos seguintes endereços, físicos e eletrônicos:

#### **Sr. Diretor de Relações com Investidores**

Rua Gomes de Carvalho, nº 1.510, 14º andar, conjunto 02, Vila Olímpia

CEP 04547-005, São Paulo/SP

E-mail: [ri@cpfl.com.br](mailto:ri@cpfl.com.br)

### **j) se a companhia disponibiliza fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias.**

No Website de Relações com Investidores da Companhia: [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri), existe um link, denominado "Fale com o RI", no qual são disponibilizadas as formas possíveis de contato e/ou esclarecimentos de dúvidas junto à Diretoria de Relações com Investidores da Companhia (por e-mail ou por telefone), de maneira que os comentários dos acionistas sobre as pautas de assembleias podem ser recebidos por meio destes canais.

## 12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

### **k) Outras informações necessárias à participação a distância e ao exercício do direito de voto à distância.**

A Companhia esclarece que o sistema de voto à distância passou a ser adotado em 1º de janeiro de 2017, em atendimento à Instrução CVM nº 481/09.

Além do envio do Boletim de Voto diretamente à Companhia, os acionistas também poderão exercer o voto à distância através das instruções de preenchimento transmitidas a seus respectivos agentes de custódia ou ao agente escriturador da Companhia, conforme suas ações estejam ou não depositadas em depositório central.

Para tanto, os acionistas deverão entrar em contato com os seus agentes de custódia ou com o agente escriturador das ações de emissão da Companhia e verificar os procedimentos por eles estabelecidos para a emissão das instruções de voto via Boletim de Voto à distância, bem como os documentos e informações que venham a ser por eles exigidos.



## 12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

<b>12.3 Descrever as regras, políticas e práticas relativas ao conselho de administração, indicando:</b>
--

A Companhia se rege por Diretrizes de Governança Corporativa que reúnem e consolidam o conjunto de mecanismos formais e informais que visam promover a interação entre os Acionistas, o Conselho de Administração, o Conselho Fiscal e a Diretoria Executiva da Companhia. O Conselho de Administração tem suas regras de funcionamento disciplinadas em seu Regimento Interno.

Conforme previsto no Art. 13, Parágrafo Único do Estatuto Social da Companhia, os cargos de Presidente do Conselho de Administração e de Diretor Presidente não poderão ser acumulados pela mesma pessoa.

Conforme informado no item 12.1, o Art. 15 do Estatuto Social da Companhia dispõe que o Conselho de Administração é composto por um mínimo de 5 (cinco) membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 1 (um) ano, sendo permitida a reeleição.

Nos termos do Art. 15, Parágrafo 5º do Estatuto Social, a Assembleia Geral poderá eleger Conselheiros suplentes que substituem os Conselheiros titulares a que estiverem vinculados em suas ausências ou impedimentos temporários.

O Conselho de Administração tem um Presidente e um Vice-Presidente que são eleitos dentre seus membros na primeira reunião que ocorrer após a eleição dos conselheiros. Os Conselheiros têm mandato unificado de 1 (um) ano, podendo ser reeleitos e, ao término do prazo de seus mandatos, permanecem nos cargos até a posse dos sucessores (Art. 15).

Atualmente, o Conselho de Administração da Companhia é composto por 7 (sete) membros titulares, 2 (dois) dos quais são Conselheiros Independentes.

Todos os membros do Conselho de Administração, ao serem investidos nos respectivos cargos, assinam: (i) Termo de Anuência dos Administradores a que alude o Regulamento de Listagem do Novo Mercado, pelo qual se comprometem a cumprir as regras ali constantes, (ii) Termo de Adesão à Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante da Companhia, (iii) Termo de Adesão à Política de Negociação de Valores Mobiliários e (iv) Termo de Compromisso para Dirigentes da CPFL Energia com o Código de Ética.

### **a) número de reuniões realizadas no último exercício social, discriminando entre número de reuniões ordinárias e extraordinárias**

Nos termos do Parágrafo 1º do Art. 17 do Estatuto Social da Companhia, o Conselho de Administração deve realizar, no mínimo, 12 reuniões anuais, em caráter ordinário, conforme calendário a ser divulgado no primeiro mês de cada exercício social, podendo, entretanto, ser realizadas reuniões extraordinárias, caso o Presidente do Conselho de Administração assim solicite, por iniciativa própria ou mediante provocação de qualquer membro. No exercício social de 2016, o Conselho de Administração da Companhia se reuniu 30 vezes, sendo 12 reuniões ordinárias e 18 extraordinárias.

### **b) se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho**

Em 23 de janeiro de 2017 foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações datado de 02 de setembro de 2016 e celebrado entre a State Grid Brazil Power Participações Ltda., a Camargo Correa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS e a Fundação SABESP de Seguridade Social – SABESPREV. Com a operação, a State Grid Brazil Power Participações Ltda. tornou-se o único acionista controlador da Companhia, de forma que o Acordo de Acionistas datado de 22 de março de 2002, celebrado entre os antigos controladores, foi rescindido conforme divulgado no Fato Relevante de 23 de janeiro de 2017.

## 12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

### c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses

Aplicam-se à Companhia as disposições do Art. 156 da Lei nº 6.404/76, que veda ao administrador intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, bem como na deliberação que a respeito tomarem os demais administradores, cumprindo-lhe cientificá-los do seu impedimento e fazer consignar, em ata de reunião do conselho de administração ou da diretoria, a natureza e extensão do seu interesse. Nos termos do Parágrafo 1º do mesmo artigo, o administrador somente pode contratar com a Companhia se observar condições razoáveis ou equitativas, idênticas às que prevalecem no mercado ou em que a Companhia contrataria com terceiros, sob pena do negócio ser declarado anulável e o administrador interessado ficar obrigado a transferir para a Companhia as vantagens que dele tiver auferido.

No âmbito de transações com partes relacionadas, a Companhia busca implementar mecanismos para evitar eventuais conflitos de interesses. O Art. 17 do Estatuto Social estabelece, na alínea "m", como atribuições do Conselho de Administração da Companhia, autorizar prévia e expressamente a celebração de contratos pela Companhia ou suas controladas com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 11.913.000,00 (conforme atualizado por IGP-M). Nesse contexto, vale ressaltar que o próprio Regimento Interno do Conselho de Administração dispõe que: (i) cabe ao Conselho de Administração prevenir e administrar situações de conflito de interesses ou de divergência de opiniões; e (ii) qualquer conselheiro que possua efetivo ou potencial conflito de interesse ou que esteja ligado à parte relacionada, cujas atividades preponderantes impliquem existência, efetiva ou potencial, de conflito de interesses com determinada matéria a ser examinada pelo conselho, deverá abster-se de participar da parte da reunião na qual tal matéria for analisada. Ainda, as transações envolvendo partes relacionadas devem ser previamente submetidas ao Comitê de Partes Relacionadas que, nos termos do Regimento Interno dos Comitês, tem competência para assessorar o Conselho de Administração na (i) avaliação do processo de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços, que envolvam parte(s) relacionada(s), conforme previsto no Estatuto Social, garantindo que sejam observadas as condições de mercado; e (ii) avaliação do processo de fechamento de contrato(s) de compra e/ou venda de energia para parte(s) relacionada(s), garantindo que sejam observadas as condições de mercado.

## 12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem

**12.4 Se existir, descrever a cláusula compromissória inserida no estatuto para a resolução dos conflitos entre acionistas e entre estes e o emissor por meio de arbitragem.**

O Art. 43 do Estatuto Social determina que a Companhia, seus acionistas, os administradores e os membros do Conselho Fiscal, obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada com ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei 6.404/76, no Estatuto Social da Companhia, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, do Regulamento de Arbitragem, do Regulamento de Sanções e das Cláusulas Compromissórias do Contrato de Participação no Novo Mercado da BM&FBovespa.

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

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
YueHui Pan	17/08/1984	Pertence apenas à Diretoria	09/05/2018	Restante do período de 2 anos – até 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019	0
061.539.517-16 N/A	Contador	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	09/05/2018	Sim	0.00%
Gustavo Estrella	11/03/1974	Pertence apenas à Diretoria	08/05/2017	2 anos - até a 1ª RCA após AGO prevista para abril/2019	4
037.234.097-09 N/A	Administrador de Empresas	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	08/05/2017	Sim	0.00%
Wagner Luiz Schneider de Freitas	02/02/1972	Pertence apenas à Diretoria	08/05/2017	2 anos - até a 1ª RCA após AGO prevista para abril/2019	2
024.833.017-97 N/A	Engenheiro Metalúrgico e de Materiais	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	08/05/2017	Sim	0.00%
Gustavo Pinto Gachineiro	29/04/1971	Pertence apenas à Diretoria	15/12/2017	Restante do período de 2 anos – até 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019	0
247.699.058-23 N/A	Advogado	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	17/01/2018	Sim	0.00%
Karin Regina Luchesi	28/10/1976	Pertence apenas à Diretoria	08/05/2017	2 anos - até a 1ª RCA após AGO prevista para abril/2019	2
219.880.918-45 N/A	Engenheira	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	08/05/2017	Sim	0.00%
Luis Henrique Ferreira Pinto	26/03/1961	Pertence apenas à Diretoria	08/05/2017	2 anos - até a 1ª RCA após AGO prevista para abril 2019	2
029.352.408-47 N/A	Engenheiro Eletricista	11 - Diretor Vice Presidente/ Superintendente	08/05/2017	Sim	0.00%
Antonio Kandir	02/05/1953	Pertence apenas ao Conselho de Administração	27/04/2018	1 ano, até a AGO/2019	3

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

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
146.229.631-91 N/A	Engenheiro	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	09/05/2018	Sim	0.00%
Shirong Lyu 000.000.000-00 N/A	03/03/1964 Administrador	Pertence apenas ao Conselho de Administração 21 - Vice Presidente Cons. de Administração	27/04/2018 09/05/2018	01 ano, até a AGO/2019 Sim	0 0.00%
Bo Wen 000.000.000-00 N/A	17/02/1965 Administrador	Pertence apenas ao Conselho de Administração 20 - Presidente do Conselho de Administração	27/04/2018 09/05/2018	01 ano, até a AGO/2019 Sim	0 0.00%
Yang Qu 061.362.877-22 N/A	07/08/1965 Administrador	Pertence apenas ao Conselho de Administração 22 - Conselho de Administração (Efetivo)	27/04/2018 09/05/2018	1 ano, até a AGO/2019 Sim	2 0.00%
Marcelo Amaral Moraes 929.390.077-72	10/07/1967 Administrador	Pertence apenas ao Conselho de Administração 27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	27/04/2018 09/05/2018	1 ano, até a AGO/2019 Sim	2 0.00%
Membro do Comitê de Partes Relacionadas					
Andre Dorf 170.751.778-93	27/03/1973 Administrador	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração 39 - Outros Conselheiros / Diretores	27/04/2018 09/05/2018	01 ano até a AGO/2019 Sim	2 0.00%
Diretor Presidente		Membro do Conselho de Administração (efetivo)			
Yumeng Zhao 239.777.708-88	28/08/1973 Administrador	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração 39 - Outros Conselheiros / Diretores	07/07/2017 07/07/2017	Restante do período de 2 anos-até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019 Sim	0 0.00%
Membro do Conselho de Administração (Efetivo) e Membro do Comitê de Gestão de Recursos Humanos (suplente)		Diretor Presidente Adjunto			
Andre Dorf 170.751.778-93	27/03/1973 Administrador	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração 39 - Outros Conselheiros / Diretores	08/05/2017 08/05/2017	2 anos - até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019 Sim	1 0.00%
Membro do Conselho de Administração (efetivo)		Diretor Presidente			

**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			
Yumeng Zhao	28/08/1973	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	27/04/2018	1 ano, até a AGO/2019	2
239.777.708-88	Administrador	39 - Outros Conselheiros / Diretores	09/05/2018	Sim	0.00%
Diretor Presidente Adjunto e Membro do Comitê de Gestão de Recursos Humanos (suplente)		Membro do Conselho de Administração (efetivo)			
Reginaldo Ferreira Alexandre	03/03/1959	Conselho Fiscal	27/04/2018	01 ano, até a AGO/2019	2
003.662.408-03	Economista	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	08/05/2018	Sim	0.00%
N/A					
Lisa Birmann Gabbai	17/08/1984	Conselho Fiscal	27/04/2018	01 ano, até a AGO/2019	0
326.680.018-46	Contadora	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	08/05/2018	Sim	0.00%
N/A					
Ran Zhang	23/02/1983	Conselho Fiscal	27/04/2018	1 ano, até a AGO/2019	2
063.980.997-96	Contadora	40 - Pres. C.F.Eleito p/Controlador	08/05/2018	Sim	0.00%
N/A					
Chenggang Liu	09/01/1976	Conselho Fiscal	27/04/2018	1 ano, até a AGO/2019	2
063.843.197-21	Contador	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	08/05/2018	Sim	0.00%
N/A					
Jia Jia	26/10/1982	Conselho Fiscal	27/04/2018	1 ano, até a AGO/2019	2
063.817.437-60	Contador	46 - C.F.(Suplent)Eleito p/Controlador	08/05/2018	Sim	0.00%
N/A					
Ricardo Florence dos Santos	26/02/1955	Conselho Fiscal	27/04/2018	1 ano, até a AGO/2019	2
812.578.998-72	Administrador	43 - C.F.(Efetivo)Eleito p/Controlador	08/05/2018	Sim	0.00%
N/A					
<b>Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência</b>					
YueHui Pan - 061.539.517-16					

Graduado em Gestão Financeira pela Changsha University of Science and Technology (2000-2004) e mestre em administração na North China Electric Power University. Começou sua trajetória no Departamento de Finanças na China Power Technology Import and Export Company (2007-2009), Vice-Diretor do Departamento de Ativos Financeiros State Grid International Development Co., Ltd. (2009-2010). Atualmente, é Diretor do Departamento Financeiro da State Grid Brazil Holding S.A., já tendo ocupado, neste mesmo departamento, os cargos de Gerente (2011-2013) e de Vice-Diretor (2013-2016). Também atuou como Presidente do Conselho Fiscal da Belo Monte Transmissora de Energia S.A. É certificado pelo American Institute of the Chartered Financial Analyst e pelo China Institute of the Certified Public Accountants. Foi Presidente do Conselho de Administração da CPFL Energia de 2017 a 2018. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Gustavo Estrella - 037.234.097-09

Graduado em Administração de Empresas pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ. Pós-graduado (MBA) em Finanças pela IBMEC-RJ. Trabalhou no Grupo Lafarge e nas empresas Light e Brasil Telecom. Está no Grupo CPFL Energia desde 2001, tendo atuado neste período como gerente de Planejamento Econômico-Financeiro, Diretor de Relações com o Mercado Investidor e Diretor de Planejamento e Controle. Desde fevereiro de 2013, é Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia e é Diretor Financeiro de várias subsidiárias do grupo CPFL Energia. É, também, Vice-Presidente do Conselho de Administração da CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, RGE Sul e Paulista Lajeado e membro do Conselho de Administração da CPFL Renováveis e Sul Geradora. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Vice-Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

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 Paulista, da CPFL Piratininga, da RGE, RGE Sul, CPFL Geração, e das demais subsidiárias da CPFL Energia. É Diretor Vice-Presidente de Gestão Empresarial da CPFL Energia desde 2015. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Vice-Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Gustavo Pinto Gachineiro - 247.699.058-23

Formado em Direito pela Universidade de São Paulo em 1993, possui MBA pela Fundação Getúlio Vargas em 2007. Atuou como Advogado na Bardella S/A Industrias Mecânicas de 1995 a 1997 e na Promon Eletrônica de 1997 a 1999. Foi Gerente Jurídico da Stiefel Laboratories em 1999, Diretor Jurídico da AT&T Brazil de 1999 a 2003 e Diretor Jurídico da Elucid (Grupo Rede) em 2003. Na Global Village Telecom (GVT), atuou de 2003 a 2008 como Diretor Jurídico, de 2008 a 2012 como Vice Presidente Jurídico e de RH (provisório) e de 2012 a 2015 como Vice Presidente Jurídico e de Relações Institucionais. Após a aquisição da GVT pelo Telefonica Group, atuou como Vice Presidente Jurídico e de Relações Institucionais da Telefonica Brasil S/A (Vivo) de 2015 a 2017. Foi eleito Vice Presidente Jurídico e de Relações Institucionais da CPFL Energia em 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Vice-Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Karin Regina Luchesi - 219.880.918-45

Formada em Engenharia de Produção de Materiais pela Universidade Federal de São Carlos e com MBA Executivo em Finanças pelo Insper. Iniciou sua carreira já atuando no Setor Elétrico, na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Está na CPFL desde setembro de 2001, tendo atuado durante sete anos como Gerente do Departamento de Gestão de Contratos de Compra e Venda de Energia. Em junho de 2011 assumiu a Diretoria de Comercialização de Energia da Distribuição, e entre janeiro e maio de 2014 respondeu pela Diretoria de Planejamento Energético e Gestão de Energia. A partir de 05 de maio de 2014 assumiu a Presidência de Geração, ocupando também o cargo de Diretora das Sociedades CPFL Transmissão, Paulista Lajeado e CPFL Jaguari de Geração, fazendo parte do Conselho de Administração das empresas CPFL Renováveis, CERAN, Chapecoense, Foz do Chapeco, ENERCAN, BAESA e EPASA. Em 2015, foi eleita a Diretora-Vice Presidente de Operações de Mercado da CPFL Energia. Nos últimos 5 (cinco) anos, a Diretora Vice-Presidente não esteve sujeita aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Luis Henrique Ferreira Pinto - 029.352.408-47

Formado em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia de Barretos em 1985. cursou pós-graduação em Engenharia do Sistema Elétrico de Potência pela Escola Federal de Itajubá (EFEI) em 1990, e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) em 2001 (não defendeu tese); e duas especializações, dentre as quais MBA em Gestão Empresarial (2004) e MBA em Gestão Financeira, Controladoria e Auditoria (2011), na Fundação Getúlio Vargas - FGV. Na Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), exerceu diversos cargos, como: Engenheiro de Planejamento da Operação (1986 a 2000); Gerente da Divisão de Serviços da Transmissão da CPFL (2000 a 2001); Gerente da Divisão de Planejamento do Sistema Elétrico da CPFL (2001 a 2002); Gerente do Departamento de Controle Operacional da CPFL Paulista e CPFL Piratininga (2002 a 2006); Diretor de Operações da RGE (2006 a 2009); e Diretor Executivo da RGE (2009 a 2011). Foi representante da CPFL no Grupo Coordenador da Operação Interligada do Sistema Elétrico Sul/Sudeste do Brasil - GCOI/GTPO/ELETROBRAS (1986 a 1996); Representante das distribuidoras Paulista, Piratininga e RGE no grupo de trabalho para Oferta de Ações da CPFL Energia, na Bolsa de Valores de São Paulo e de Nova Iorque (Initial Public Offering – IPO) (2006); Coordenador do Grupo de Perdas Técnicas na Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE) (2005 a 2006); Professor do Curso de Perdas Técnicas no Setor Elétrico da Fundação COGI (2005 a 2006). Foi também Diretor Presidente da RGE (de junho de 2011 a abril 2013). Foi Diretor Presidente da CPFL Paulista e CPFL Piratininga de 2013 a 2015. Em 2015, foi eleito o Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor Vice-Presidente não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Antonio Kandir - 146.229.631-91

Formado em Engenharia Mecânica de Produção da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP), Mestre em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP e Doutor em Economia pela Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. Foi Ministro de Estado do Planejamento e Orçamento, Deputado Federal, Presidente do Conselho Nacional de Desestatização, Governador Brasileiro no BID, Secretário Especial de Política Econômica, Presidente do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), Diretor Presidente da Kandir e Associados S/C Ltda. (1992-1994) e coordenador de estudos da Itaú Planejamento e Engenharia (1981-1982), diretor de private equity e hedge funds. Sócio da Governança & Gestão Investimentos Ltda. (desde 2004) e da GG Capital Investimentos Ltda. (2012-2016). Trabalhou também como professor da Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, da Pontifícia Universidade Católica de São Paulo (1984-1985), Assistant Faculty Fellow na Universidade de Notre Dame (1987). Atualmente, participa de conselhos de administração de diversas empresas, sendo que nenhuma das empresas integra o grupo econômico da CPFL Energia, tampouco é controlada por acionista detentor de participação superior a 5% das ações ordinárias da CPFL Energia. É conselheiro independente da CPFL Energia desde 2017. No últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Shirong Lyu - 000.000.000-00

Graduado em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Universidade de Xi'an Jiaotong (1983-1987), e Doutor em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Universidade de Xi'an Jiaotong (1995-1999). Iniciou sua carreira no setor de energia elétrica do State Grid Group, na Northwest China Grid Company Limited, onde atuou como Diretor do Departamento de Construção desde 2003. Ele também foi Diretor Geral Adjunto do escritório filipino da SGCC, e Chefe do Grupo P&E da National Grid Corporation das Filipinas (NGCP) (2007-2010), Vice-Presidente da State Grid Brazil Holding Company (2010-2014), Vice-Presidente da State Grid International Development Co., Ltd (2014-2016). Desde 2016, atua como Diretor Geral Adjunto do Departamento de Cooperação Internacional da State Grid Corporation of China. É conselheiro da CPFL Energia desde 2018. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Bo Wen - 000.000.000-00

Graduado em Engenharia de Sistemas de Potência e Automação pela Chongqing University of China em 1988, obteve o mestrado em Ciências da Gestão pela Universidade Xian Jiaotong da China em 2002. Iniciou sua carreira na State Grid Gansu Electric Power Company, tendo experiência na área de planejamento de redes, despacho de grade, projeto e construção de projetos, operação e manutenção de redes, compras, eletrificação rural, pesquisa de leis e políticas, além de gestão empresarial, atuando como engenheiro de campo, chefe de seção, chefe de divisão, gerente geral, diretor do departamento, engenheiro chefe adjunto em diferentes filiais e sedes regionais. Em 2005, foi nomeado vice-presidente sênior da State Grid Gansu Electric Power Company. Em 2009, foi nomeado vice-presidente executivo da State Grid Xinjiang Electric Power Company. Desde 2011, atua como Diretor Geral do escritório filipino da State Grid Corporation of China (SGCC, concessionária de energia indireta da CPFL Energia) e vice-presidente sênior da State Grid International Development Corporation. A partir de 2011, atuou simultaneamente como Diretor do Conselho e como diretor Técnico da National Grid Corporation das Filipinas. É conselheiro da CPFL Energia desde 2018. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Yang Qu - 061.362.877-22

Graduado em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Chengdu University of Science and Technology (1982-1986). Desde 1986 no Grupo State Grid, iniciou sua carreira na Henan Transmission and Transformation Engineering Company (1986-2003). Entre 2003 e 2006, atuou como Vice-Diretor de Engenharia e Diretor na Henan Transmission and Transformation Engineering Company e no Escritório do Vietnã da State Grid Henan Electric Power Company. Em seguida, ocupou o cargo de Vice-Diretor da Henan Electric Power Company no Vietnã (2006-2008), de Vice-Diretor no Escritório Geral do Departamento de Cooperação Internacional da State Grid Corporation of China (2008-2009), de Vice-Diretor do Departamento de Negócios Internacionais da State Grid International Development Co., Ltd (2009-2010), e Diretor do Departamento de Desenvolvimento de Negócios da State Grid Brazil Holding S.A. (2011-2014). Desde 2014, é Diretor Vice-Presidente da State Grid Brazil Holding S.A. É conselheiro da CPFL Energia desde 2017. No últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Marcelo Amaral Moraes - 929.390.077-72



Graduado em Economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1986-1990), concluiu MBA pela COPPEAD na UFRJ em novembro de 1993 e pósgraduado em Direito Empresarial e Arbitragem pela Fundação Getúlio Vargas em novembro de 2003. Membro efetivo do Conselho Fiscal da Vale S.A. (desde 2004), onde também ocupou o cargo de Membro Suplente do Conselho de Administração (2003). Presidente do Conselho Fiscal da Aceco TI S.A. e membro do Conselho de Administração Diretores da Eternit S.A. Foi Diretor Executivo da Stratus Investimentos Ltda. (2006 a 2010, como gestor de private equity), Diretor Executivo da Capital Dynamics Investimentos Ltda. (2012 a 2015, como gestor de private equity), e Membro Convidado do Conselho de Administração da Infinity Bio-Energy S.A. (2011 a 2012). É conselheiro independente da CPFL Energia desde 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Andre Dorf - 170.751.778-93

---

Andre Dorf - 170.751.778-93

Graduado em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas - FGV. Iniciou sua carreira em bancos de investimento, onde trabalhou de 1996 a 2003 em instituições financeiras como Banco Patrimônio de Investimento (joint venture com Salomon Brothers), Chase Manhattan Bank e JP Morgan (escritórios de São Paulo e Nova York). Entre 2003 e 2010, ocupou posições sêniores na Suzano Papel e Celulose, onde atuou como Diretor Presidente da Suzano Energia Renovável (2010 a 2013), Diretor Executivo de Estratégias, Novos Negócios e Relações com Investidores (2008 a 2010), Diretor Executivo da Unidade de Negócio Papel (2005 a 2008) e Diretor Executivo de Desenvolvimento, Novos Negócios e TI (2003 a 2005). Foi Diretor Presidente da CPFL Renováveis de 2013 a 2016, uma empresa do grupo CPFL Energia, e desde 2016 é Diretor Presidente da CPFL Energia. Foi eleito membro efetivo do Conselho de Administração da CPFL Energia em 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Yumeng Zhao - 239.777.708-88

---

Yumeng Zhao - 239.777.708-88

Graduado em Instrumentos e Medição Eletromagnética pela Huazhong University of Science and Technology (1990-1994), mestre em administração pela Royal Melbourne Institute of Technology e mestre em Sistemas de Energia Elétrica e Automação na Hefei University of Technology. Começou sua carreira em 1994 no setor de energia elétrica do Grupo State Grid, na Hefei Electric Power Company, na qual ocupou a posição de Chefe do Departamento de Comercialização (2004-2006) e como Gerente do Departamento de Comercialização da State Grid Anhui Electric Power Company (2006), Vice-Presidente da Xuancheng Electric Power Company (2006-2009), Presidente da Chuzhou Electric Power Company (2009-2013) e Presidente da Anqing Electric Power Company desde 2013. É Diretor Presidente Adjunto e membro do Conselho de Administração da CPFL Energia desde 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Diretor não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Reginaldo Ferreira Alexandre - 003.662.408-03

Possui 18 anos de experiência na área de pesquisa, como analista, coordenador e chefe de equipes no Citibank, Unibanco, Paribas, BBA Creditanstalt e Itaú. Também possui 5 anos de experiência na área de análise de crédito (a maioria, no Citibank) e prática, tendo atuado na qualidade de administrador e de diretor assistente nas empresas de consultoria Accenture e Deloitte, em operações estruturadas ligadas ao mercado de capitais, bem como em atividades na área de Investment Banking, tais como fusões e aquisições e reorganizações societárias. Hoje, essa experiência se estende à Proxycon Business Consulting (governança e finanças corporativas). É também membro do Conselho de Normas Contábeis do Brasil (desde a sua criação em 2005), Analista de Investimentos Certificado, Gestor de Carteiras certificado pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), Presidente da Associação Brasileira de Pesquisa de Investimentos, Membro do Comitê de Governança Corporativa da Câmara de Comércio Americana do Brasil (Amcham), um dos autores do Código Brasileiro de Governança Corporativa - Companhias Abertas, Membro da Câmara de Governança Corporativa da Comissão de Governança Corporativa (BM&FBovespa). O Sr. Reginaldo é membro do Conselho Fiscal das seguintes companhias de capital aberto: (i) BRF S.A., empresa de alimentos (eleito em abril de 2015 e reeleito em abril de 2016), (ii) Lochpe Maxion SA, empresa de rodas e autopeças (eleito em abril de 2013 e reeleito em abril de 2014, 2015 e 2016), (iii) Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás, empresa de petróleo e gás (eleito em abril de 2013 e reeleito em abril de 2014, 2015 e 2016); (iv) Ser Educacional S.A., empresa educacional (presidente do Conselho Fiscal, eleito em abril de 2015 e reeleito em abril de 2016) e (v) membro suplente do conselho fiscal da Mahle Metal Leve S.A., empresa de autopeças (eleito em abril de 2015 e reeleito em 2016). É conselheiro da CPFL Energia desde 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Lisa Birmann Gabbai - 326.680.018-46

Possui graduação em economia pela Tufts University (2006) e pós-graduação em finanças corporativas pela Fundação Getúlio Vargas. Trabalha no setor energético brasileiro desde 2006. Atua como Gerente do Departamento de Investimento e Financiamento da State Grid Brazil Holding S.A. desde 2014, onde lidera todos os novos contratos de financiamento e estratégia financeira para leilões Greenfield para o grupo SGBH, como uma equipe de dois analistas seniores. É conselheira da CPFL Energia desde 2018. Nos últimos 5 (cinco) anos, a Conselheira não esteve sujeita aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Ran Zhang - 063.980.997-96

Graduada em Contabilidade pela London South Bank University (2002-2004) e mestre em Contabilidade na Beijing Technology and Business University. Gerente do Departamento de Ativos Financeiros da China Electric Power Technology Import and Export Corporation (2009-2010), sendo responsável pela contabilidade e pelo controle de custos deste setor. De 2010 a 2012, foi a responsável pelo Planejamento Tributário e Controle de Riscos Internos da State Grid International Development Co., Ltd, onde também foi a responsável pela consolidação contábil e pelo controle de custos do Departamento de Ativos Financeiros (2012-2016). Atualmente, é Diretora Adjunta do Departamento de Ativos Financeiros da State Grid Brazil Holding S.A. e Diretora Vice-presidente Financeira da Belo Monte Transmissora de Energia S.A. Ela é certificada pela The Association Of Chartered Certified Accountants. É conselheira da CPFL Energia desde 2017, tendo sido eleita Presidente do Conselho em 2018. Nos últimos 5 (cinco) anos, a Conselheira não esteve sujeita aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Chenggang Liu - 063.843.197-21

Graduado em Contabilidade pela Hunan University of Finance and Economics e mestre pela Escola de Negócios na University of Montreal. Atuou como Diretor de Operações Financeiras e Diretor de Contabilidade (2001-2004) da Changde Electric Power Industry Development Corporation e também como Diretor Vice-Presidente e Diretor Financeiro (2005-2007) da Changde Real Estate Development Company. De 2008 a 2015, foi Gerente do Departamento de Recursos Humanos da State Grid Hunan Electric Power Company, pertencente ao Grupo State Grid. Desde 2015, ocupa o cargo de Diretor Vice-Presidente Financeiro da Xingu Rio Transmissora de Energia S.A. É conselheiro da CPFL Energia desde 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Jia Jia - 063.817.437-60

Graduado em Mercados e Finanças Internacionais pela Swinburne University of Technology (2002-2005) e mestre em Contabilidade e Direito Empresarial pela Deakin University (2005-2008), ambas na Austrália. De 2008 a 2010, trabalhou no Departamento de Microfinanças do Citibank em Melbourne na Austrália. Atuou como Gerente de Project Finance (2010-2013) e como Supervisor Financeiro na Hubei Transmission and Transformation Engineering Company, pertencente ao Grupo State Grid. Atualmente, é o Supervisor Financeiro da Xingu Rio Transmissora de Energia S.A. É conselheiro da CPFL Energia desde 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Ricardo Florence dos Santos - 812.578.998-72

Engenheiro químico formado pela Escola Politécnica da USP e em Administrador de Empresas pela Universidade Mackenzie, tem MBA em Estratégia e Finanças pelo IBMEC-SP. Atuou anteriormente no Grupo Pão de Açúcar por 16 anos (1984-2000) em diversos cargos como Diretor de Planejamento Estratégico, Financeiro e Diretor Estatutário de Relações com Investidores. Foi também responsável pelas áreas de RI da UOL Inc. (Grupo Folha de São Paulo – 2000/2001) e Brasil Telecom (2005-2007). Atuou em diversos processos de abertura de capital, fusões, aquisições e vendas de ativos nas empresas em que trabalhou. Participou dos Conselhos de Administração do Grupo Pão de Açúcar (1995-1999), UOL – Grupo Folha (2001) e IBRI – Instituto Brasileiro de Relações com Investidores (1998-2001), onde também foi presidente-executivo de 2010 a 2013; e do Conselho Consultivo da Dentalcorp S.A. (2002 a 2006). Atuou como Diretor Estatutário de Relações com Investidores entre 2007 e 2014 e como Vice-Presidente de Finanças (CFO) entre 2013 e 2016 da Marfrig Global Foods S.A.. É conselheiro independente da CPFL Energia desde 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

**12.7/8 - Composição dos comitês**

Nome	Tipo comitê	Cargo ocupado	Profissão	Data eleição	Prazo mandato	Percentual de participação nas reuniões
CPF	Descrição outros comitês	Descrição outros cargos ocupados	Data de nascimento	Data posse	Número de Mandatos Consecutivos	
Outros cargos/funções exercidas no emissor						
Daniela Sguassabia Domingues	Outros Comitês	Membro do Comitê (Suplente)	Psicóloga	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019	0.00%
217.516.048-37	Comitê de Gestão de Recursos Humanos		18/09/1975	09/05/2018	0	
Diretora de Arquitetura, Carreira e Performance da CPFL Energia desde julho de 2016.						
Daobiao Chen	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Administrador	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019	0.00%
000.000.000-00	Comitê de Gestão de Recursos Humanos		20/09/1968	09/05/2018	2	
N/A						
Fu Li	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Administrador	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019	0.00%
000.000.000-00	Comitê de Partes Relacionadas		08/07/1979	09/05/2018	2	
N/A						
Gustavo Henrique de Aguiar Sablewski	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Advogado	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019	0.00%
285.123.398-02	Comitê de Gestão de Processos, Riscos e Sustentabilidade		06/08/1980	09/05/2018	1	
Diretor Jurídico						
Hongwu Ding	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Administrador	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019	0.00%
000.000.000-00	Comitê de Partes Relacionadas		13/02/1977	09/05/2018	2	
N/A						
Li Zhang	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Administrador	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019	0.00%
000.000.000-00	Comitê de Gestão de Recursos Humanos		11/06/1983	09/05/2018	0	

**12.7/8 - Composição dos comitês**

Nome	Tipo comitê	Cargo ocupado	Profissão	Data eleição	Prazo mandato	Percentual de participação nas reuniões
CPF	Descrição outros comitês	Descrição outros cargos ocupados	Data de nascimento	Data posse	Número de Mandatos Consecutivos	
<b>Outros cargos/funções exercidas no emissor</b>						
N/A						
Marcelo Amaral Moraes	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Economista	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após a AGO prevista para abril de 2019	0.00%
929.390.077-72	Comitê de Partes Relacionadas		10/07/1967	09/05/2018	2	
Membro Independente do Conselho de Administração (Efetivo)						
Na Zhang	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Engenheira	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019	0.00%
240.042.688-00	Comitê de Gestão de Processos, Riscos e Sustentabilidade		19/09/1981	09/05/2018	0	
N/A						
Qiaorou Chen	Outros Comitês	Membro do Comitê (Suplente)	Advogada	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019	0.00%
000.000.000-00	Comitê de Gestão de Recursos Humanos		10/01/1990	08/05/2018	0	
N/A						
Quan Ge	Outros Comitês	Membro do Comitê (Suplente)	Engenheira	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019	0.00%
239.777.688-08	Comitê de Gestão de Processos, Riscos e Sustentabilidade		26/03/1986	09/05/2018	0	
N/A						
Rodrigo Agnew Ronzella	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Advogado	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019	0.00%
120.740.488-82	Comitê de Gestão de Recursos Humanos		23/02/1974	09/05/2018	1	
Diretor de Recursos Humanos, Gerenciamento de Pessoas e Performance						

**12.7/8 - Composição dos comitês**

Nome	Tipo comitê	Cargo ocupado	Profissão	Data eleição	Prazo mandato	Percentual de participação nas reuniões
CPF	Descrição outros comitês	Descrição outros cargos ocupados	Data de nascimento	Data posse	Número de Mandatos Consecutivos	
<b>Outros cargos/funções exercidas no emissor</b>						
Sheng Xu	Outros Comitês	Membro do Comitê (Suplente)	Engenheiro	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019	0.00%
239.865.998-43	Comitê de Gestão de Processos, Riscos e Sustentabilidade		19/03/1983	09/05/2018	0	
N/A						
Valter Matta	Outros Comitês	Membro do Comitê (Suplente)	Advogado	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019	0.00%
063.726.418-52	Comitê de Gestão de Processos, Riscos e Sustentabilidade		18/07/1963	09/05/2018	0	
Gerente Jurídico.						
Yumeng Zhao	Outros Comitês	Membro do Comitê (Suplente)	Administrador	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após a AGO prevista para abril de 2019	0.00%
239.777.708-88	Comitê de Gestão de Recursos Humanos		28/08/1973	09/05/2018	2	
Diretor Presidente Adjunto e Membro do Conselho de Administração (efetivo)						
Yunwei Liu	Outros Comitês	Membro do Comitê (Efetivo)	Administrador	26/03/2018	1 ano, até a 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019	0.00%
000.000.000-00	Comitê de Gestão de Processos, Riscos e Sustentabilidade		24/07/1969	09/05/2018	2	

N/A

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

Daniela Sguassabia Domingues - 217.516.048-37

Graduada em psicologia pela PUC Campinas/SP em 1998, fez mestrado em Neurociência da Aprendizagem na UNICAMP em 2001 e MBA - em Desenvolvimento de Potencial Humano em Organizações na PUC Campinas/SP em 2010. Atuou como Business Partner/Trainee no Banco Itaú de 2001 a 2005; headhunter e coordenador SAP na IBM de 2005 a 2006; Líder de RH para a América Latina na INMETRICS de 2006 a 2010; Líder de Desenvolvimento de Pessoas e Projetos na Monashees Investments – Startup Investment - VIVA REAL e Groupalia/Peixe Urbano de 2010 a 2012; Gerente de RH na Dextra Systems de 2012 a 2013; Gerente Global de Operações de RH e Projetos na Hunter Consulting Group de 2012 a 2016. É Diretora de Arquitetura, Carreira e Performance da CPFL Energia desde julho de 2016. Nos últimos 5 (cinco) anos, a membra não esteve sujeita aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Daobiao Chen - 000.000.000-00

Graduado em Sistemas de Energia Elétrica e Automação pela Huazhong University of Science and Technology (1986-1990) e mestre em administração pela Royal Melbourne Institute of Technology. Iniciou sua carreira em 1990, no setor de energia elétrica do Grupo State Grid (mesmo setor de atuação da CPFL Energia), na Nanjing Electric Power Company, onde atuou como Vice-Diretor de Engenharia e Diretor do Departamento de Operações (2004-2005) e Vice- Presidente (2005-2007). Também foi Vice-Presidente da Lianyungang Electric Power Company (2008-2009), Presidente da Huaian Electric Power Company (2008-2009) e da Nantong Electric Power Company (2009-2011), Vice-Presidente Sênior da State Grid Shanghai Electric Power Company (2011-2015) e Vice- Diretor Geral do Departamento de Construção da State Grid Corporation of China (2015-2016). Em 2016 foi Diretor Vice-Presidente do Setor de Informação Econômica para Organização do Desenvolvimento e Cooperação Global da Energy Interconnection, e depois Vice-Presidente da State Grid International Development Co., Ltd. É conselheiro da CPFL Energia desde 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Fu Li - 000.000.000-00

Bacharelado em Tecnologia Elétrica pela HOHAI University, China, em 2002. Atuou como Gerente de Campo (Paquistão) em linhas de transmissão 220 kV de 2006 a 2007; Gerente de Marketing Internacional - Shanghai de 2008 a 2011; Gerente de Projetos Adjunto (Quênia) em linhas de transmissão e subestações 220 kV de 2012 a 2013; Gerente de Projetos (Etiópia) em linhas de transmissão 500 kV de 2014 a 2015; e Gerente Adjunto do Ramo Internacional (Shanghai) de 2015 a 2016. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Gustavo Henrique de Aguiar Sablewski - 285.123.398-02

Graduado em Direito pela PUC/Campinas, especializado em Direito Tributário pela Escola Superior de Advocacia da OAB, possui também MBA em Gestão de Negócios em Tributação e Contabilidade pela Universidade Federal Fluminense (UFF). Atuou como Gerente Jurídico Estratégico por 12 anos em empresas do mercado de energia e como palestrante em eventos de Planejamento Tributário pela AMCHAM/RJ, IBC Brasil e outras. Atuou como Gerente Jurídico Estratégico para a CPFL Energia de 2014 a 2017, tendo sido nomeado Diretor Jurídico em maio de 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Hongwu Ding - 000.000.000-00

Bacharelado em Inglês pela Shaanxi University of Science and Engineering, China, em 1998, realizou Pós-Graduação em Economia pela Party School of the CPC Central Committee, China, em 2009 e MBA pela North China Electric Power University, China, em 2010. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Li Zhang - 000.000.000-00

Bacharelado em Engenharia da Comunicação na Xi'an Jiaotong University (XJTU), China, em 2005 e mestrado em Automação na University of Siegen (Uni Siegen), Alemanha, em 2011. Na State Grid Shaanxi Electrical Power Company, atuou como Assistente de Treinamento de 2011 a 2012 e como Gerente de Recursos Humanos de 2012 a 2016. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Marcelo Amaral Moraes - 929.390.077-72

Bacharelado em Economia pela UFRJ em 1990, MBA em Finanças pela UFRJ em 1993, Pós-Graduação em Direito Corporativo e Arbitragem pela Fundação Getúlio Vargas em 2003. Atuou como Gerente de Finanças Corporativas, Gerente de Fusões e Aquisições e Gerente de Mercado de Capitais no Banco Bozano Simonsen, de 1995 a 2000; Gerente de Investimentos no Bradespar de 2000 a 2006; Sócio/Diretor Geral no Stratus Group de 2006 a 2010; Observador do Conselho na Infinity Bio-Energy S.A. - Yinfin LLC de 2011 a 2012; Diretor Geral do Brasil da Capital Dynamics de 2012 a 2015. É membro do Conselho de Administração da Eternit S.A. desde 2016; Presidente do Conselho Fiscal da VALE S.A. desde 2004 e Presidente do Conselho Fiscal da Aceco TI S.A. desde 2016. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Na Zhang - 240.042.688-00

Trabalhou na Peqim Electric Power Company, subsidiária da State Grid, empresa responsável pelo fornecimento de energia para a capital da China, e cujas principais funções incluem transformação, transmissão e distribuição de energia, manutenção, e atendimento ao cliente. Durante os primeiros anos, ela trabalhou como engenheira em subestação de 220kV e manutenção de equipamentos primários e equipamentos secundários. Em seguida, trabalhou como analista no departamento de pesquisa e gerenciamento de empresas, responsável principalmente pela padronização de empresas, projetos de pesquisa e inovação em perspectiva de gerenciamento. A partir de 2017, iniciou sua carreira na State Grid International Development Company, atuando como expatriada pela rede estadual na diretoria da CPFL Energia. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Qiaorou Chen - 000.000.000-00

Graduou-se em Direito pela Renmin University of China (RUC) em 2013. Atuou como assistente administrativa no Departamento de Desenvolvimento da State Grid International Development de 2013 a 2017 e como Assistente de Diretoria do Departamento de Desenvolvimento de Negócios da CPFL Energia e Coordenadora do Instituto CPFL e do Departamento de Estratégia e Inovação da CPFL Energia a partir de 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Quan Ge - 239.777.688-08

Quan Ge possui bacharelado em Engenharia Elétrica, com foco secundário em Administração de Empresas (2008) e mestrado em Sistemas de Energia e Automação (2011) pela Zhejiang University, China. Atuou como Analista técnico/negocial e Gerente Técnico pela State Grid International Development Co. Ltd. de 2011 a 2016, bem como Gerente de Projetos pela State Grid Brazil Holding S.A. de 2012 a 2013. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Rodrigo Agnew Ronzella - 120.740.488-82

Graduado em Letras pelas Faculdades Integradas Maria Imaculada e em Direito pela PUC-Campinas, possui extensão em Direito Internacional Público e Privado pela PUC-Campinas e especialização em Direito Tributário pela PUC-São Paulo. MBA em Economia e Direito Corporativo, pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), e MBA em Recursos Humanos pela Fundação Instituto de Administração (FIA). Atuou como Advogado Fiscal na International Paper de 1998 a 2001; como Gerente Jurídico do Brasil de 2001 a 2007 e como Diretor Jurídico e de RH da América do Sul de 2007 a 2013 na Takata; como Diretor de Recursos Humanos da América Latina de 2013 a 2015, Diretor de Recursos Humanos, Comunicação e Marketing da América Latina de 2015 a 2017 e Diretor de Iniciativas Estratégicas Globais na EATON em 2017. Iniciou sua atuação como Diretor de Recursos Humanos, Gerenciamento de Pessoas e Performance na CPFL Energia em Outubro de 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Sheng Xu - 239.865.998-43

Possui bacharelado em Ciência da Computação pela University of New Brunswick, Canada (2008) e mestrado em Engenharia de Controles pela North University of China (2011). Atuou no Departamento de Telecomunicações e Sistemas da State Grid Corporation of China, como Gerente de Despachos e Automação de Controles; Gerente de Construção de centro centralizado de controle e sistemas; gerente dos sistemas PAS, AGC, AVC e SE; e Gerente de Projetos de Inovação. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Valter Matta - 063.726.418-52

Graduado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo (PUC-SP), possui mestrado em Direito Econômico Internacional e Negócios Internacionais pela Universidade de Londres (London School of Economics) e está em processo de obtenção de um MBA em liderança e gestão organizacional pela FranklinCovey Business School. O Sr. Matta participou de cursos de liderança, gestão, comunicação e marketing realizados por renomadas instituições como a Fundação Dom Cabral, a Fundação Getúlio Vargas e a Universidade de Harvard. Possui vasta experiência em diversas áreas jurídicas, como direito societário e governança, mercado de capitais, fusões e aquisições e contratos. Antes de ingressar na CPFL, o Sr. Matta foi sócio corporativo do TozziniFreire Advogados (um dos maiores escritórios brasileiros de serviços completos) por 15 anos. Atualmente é Gerente Jurídico Sênior do Grupo CPFL nas seguintes áreas: Fusões e Aquisições, Desenvolvimento de Negócios, Corporate e Governança, Contratos, Imobiliário, Ambiental, Propriedade Intelectual e Direito Público (licitações e concessões). Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Yumeng Zhao - 239.777.708-88

Graduado em Instrumentos e Medição Eletromagnética pela Huazhong University of Science and Technology (1990-1994), mestre em administração pela Royal Melbourne Institute of Technology e mestre em Sistemas de Energia Elétrica e Automação na Hefei University of Technology. Começou sua carreira em 1994 no setor de energia elétrica do Grupo State Grid (mesmo setor de atuação da CPFL Energia), na Hefei Electric Power Company, na qual ocupou a posição de Chefe do Departamento de Comercialização (2004-2006) e como Gerente do Departamento de Comercialização da State Grid Anhui Electric Power Company (2006), Vice-Presidente da Xuancheng Electric Power Company (2006-2009), Presidente da Chuzhou Electric Power Company (2009-2013) e Presidente da Anqing Electric Power Company desde 2013. É membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente da CPFL Energia desde 2017. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

Yunwei Liu - 000.000.000-00

Bacharelado em Direito pela International Law at Jilin University School of Law, China, em 1991, fez mestrado em Direito na Jilin University School of Law, China, em 2001. Atuou como Assessor Jurídico Sênior da Jilin Nobel Electric Power Industry Group Company e Consultor Jurídico da Jilin Province Electric Power Company Limited e Encarregado de Assuntos Jurídicos na Jilin Province Electric Power Company Limited da State Grid. Nos últimos 5 (cinco) anos, o membro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.



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

Não há relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau entre os administradores da Companhia, tão pouco entre os administradores da Companhia e os administradores de (i) controladas diretas ou indiretas da Companhia; (ii) controladores diretos ou indiretos da Companhia; e/ou (iii) sociedades controladoras diretas e indiretas do emissor.

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			

**Exercício Social 31/12/2016**Administrador do Emissor

Karin Regina Luchesi  
Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado

219.880.918-45

Subordinação

Controlada Indireta

Pessoa Relacionada

Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA  
Presidente do Conselho de Administração

10.366.780/0001-41

Observação

Empreendimento controlado em conjunto

Administrador do Emissor

Karin Regina Luchesi  
Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado

219.880.918-45

Subordinação

Controlada Indireta

Pessoa Relacionada

CPFL Renováveis S.A.  
Membro do Conselho de Administração

08.439.659/0001-50

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Karin Regina Luchesi  
Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado

219.880.918-45

Subordinação

Controlada Indireta

Pessoa Relacionada

Paulista Lajeado Energia S.A.  
Membro do Conselho de Administração

03.491.603/0001-21

ObservaçãoAdministrador do Emissor

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

<b>Identificação</b>	<b>CPF/CNPJ</b>	<b>Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada</b>	<b>Tipo de pessoa relacionada</b>
<b>Cargo/Função</b> Gustavo Estrella Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b> CPFL Renováveis S.A. Vice-Presidente do Conselho de Administração	08.439.659/0001-50		
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b> Gustavo Estrella Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b> Paulista Lajeado Energia S.A. Membro do Conselho de Administração e Diretor	03.491.603/0001-21		
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b> Wagner Luiz Schneider de Freitas Diretor Vice-Presidente de Planejamento e Gestão Empresarial	024.833.017-97	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b> Paulista Lajeado Energia S.A. Diretor	03.491.603/0001-21		
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b> Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b>			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b>Cargo/Função</b>			
SPE Baixa Verde Energia S.A. Diretor Presidente	10.401.241/0001-04		
<b>Observação</b>			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b>			
SPE Costa das Dunas Energia S.A. Diretor Presidente	10.401.225/0001-03		
<b>Observação</b>			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b>			
SPE Farol de Touros Energia S.A. Diretor Presidente	10.369.836/0001-11		
<b>Observação</b>			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b>			
SPE Juremas Energia S.A. Diretor Presidente	09.665.446/0001-00		
<b>Observação</b>			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
SPE Macacos Energia S.A. Diretor Presidente	07.091.059/0001-81		
<b><u>Observação</u></b>			
<hr/>			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
SPE Costa Branca Energia S.A. Diretor Presidente	09.665.392/0001-82		
<b><u>Observação</u></b>			
<hr/>			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
SPE Navegantes Energia S.A. Diretor Presidente	10.401.234/0001-02		
<b><u>Observação</u></b>			
<hr/>			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Andre Dorf	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b>Cargo/Função</b>			
Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
SPE Pedra Preta Energia S.A.	09.665.342/0001-03		
Diretor Presidente			
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Andre Dorf	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
SPE Cajueiro Energia S.A.	10.369.840/0001-80		
Diretor Presidente			
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Andre Dorf	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
Cherobim Energética S.A.	04.469.360/0001-98		
Diretor Presidente			
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Andre Dorf	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
Rio Claro Energética S.A.	11.055.437/0001-49		

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b>Cargo/Função</b> Diretor Presidente <b>Observação</b>			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b> Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b> Varginha Energética S.A. Diretor Presidente <b>Observação</b>	11.171.582/0001-95		
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b> Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b> Ludesa Energética S.A. Diretor Presidente <b>Observação</b>	05.313.891/0001-50		
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b> Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b> CPFL Renováveis S.A. Diretor Presidente / Presidente do Conselho de Administração <b>Observação</b>	08.439.659/0001-50		

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
---------------	----------	---	----------------------------

Apenas Diretor Presidente até 30/06/16 e apenas Presidente do Conselho de Administração a partir de 27/07/2016.

**Exercício Social 31/12/2015**Administrador do Emissor

Gustavo Estrella

037.234.097-09

Subordinação

Controlada Indireta

Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores

Pessoa Relacionada

CPFL Renováveis S.A.

08.439.659/0001-50

Vice-Presidente do Conselho de Administração

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Gustavo Estrella

037.234.097-09

Subordinação

Controlada Indireta

Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores

Pessoa Relacionada

Paulista Lajeado Energia S.A.

03.491.603/0001-21

Membro do Conselho de Administração e Diretor

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Wagner Luiz Schneider de Freitas

024.833.017-97

Subordinação

Controlada Indireta

Diretor Vice-Presidente de Planejamento e Gestão Empresarial

Pessoa Relacionada

Paulista Lajeado Energia S.A.

03.491.603/0001-21

Diretor

Observação



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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
SPE Baixa Verde Energia S.A. Diretor Presidente	10.401.241/0001-04		
<b><u>Observação</u></b>			
<hr/>			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
SPE Costa das Dunas Energia S.A. Diretor Presidente	10.401.225/0001-03		
<b><u>Observação</u></b>			
<hr/>			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
SPE Farol de Touros Energia S.A. Diretor Presidente	10.369.836/0001-11		
<b><u>Observação</u></b>			
<hr/>			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Andre Dorf	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b>Cargo/Função</b>			
Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
SPE Juremas Energia S.A.	09.665.446/0001-00		
Diretor Presidente			
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Andre Dorf	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
SPE Macacos Energia S.A.	07.091.059/0001-81		
Diretor Presidente			
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Andre Dorf	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
SPE Costa Branca Energia S.A.	09.665.392/0001-82		
Diretor Presidente			
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Andre Dorf	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
SPE Navegantes Energia S.A.	10.401.234/0001-02		

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b>Cargo/Função</b> Diretor Presidente <b>Observação</b>			
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b> Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b> SPE Pedra Preta Energia S.A. Diretor Presidente <b>Observação</b>	09.665.342/0001-03		
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b> Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b> SPE Cajueiro Energia S.A. Diretor Presidente <b>Observação</b>	10.369.840/0001-80		
<hr/>			
<b>Administrador do Emissor</b> Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b>Pessoa Relacionada</b> Cherobim Energética S.A. Diretor Presidente <b>Observação</b>	04.469.360/0001-98		
<hr/>			

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b>Cargo/Função</b>			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Rio Claro Energética S.A. Diretor Presidente	11.055.437/0001-49		
<u>Observação</u>			
-----			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Varginha Energética S.A. Diretor Presidente	11.171.582/0001-95		
<u>Observação</u>			
-----			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<u>Pessoa Relacionada</u>			
Ludesa Energética S.A. Diretor Presidente	05.313.891/0001-50		
<u>Observação</u>			
-----			
<u>Administrador do Emissor</u>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta

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

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
CPFL Renováveis S.A. Diretor Presidente	08.439.659/0001-50		
<b><u>Observação</u></b>			
-----			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA Presidente do Conselho de Administração	10.366.780/0001-41		
<b><u>Observação</u></b>			
Empreendimento Controlado em Conjunto			
-----			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
CPFL Renováveis S.A. Membro do Conselho de Administração	08.439.659/0001-50		
<b><u>Observação</u></b>			
-----			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Karin Regina Luchesi Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado	219.880.918-45	Subordinação	Controlada Indireta
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
Paulista Lajeado Energia S.A. Membro do Conselho de Administração	03.491.603/0001-21		

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b>Cargo/Função</b>			
<u>Observação</u>			

**Exercício Social 31/12/2014**Administrador do Emissor

Karin Regina Luchesi  
Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado

219.880.918-45

Subordinação

Controlada Indireta

Pessoa Relacionada

Centrais Elétricas da Paraíba S.A. - EPASA  
Presidente do Conselho de Administração

10.366.780/0001-41

Observação

Empreendimento controlado em conjunto

Administrador do Emissor

Karin Regina Luchesi  
Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado

219.880.918-45

Subordinação

Controlada Indireta

Pessoa Relacionada

CPFL Renováveis S.A.  
Membro do Conselho de Administração

08.439.659/0001-50

ObservaçãoAdministrador do Emissor

Karin Regina Luchesi  
Diretora Vice-Presidente de Operações de Mercado

219.880.918-45

Subordinação

Controlada Indireta

Pessoa Relacionada

Paulista Lajeado Energia S.A.  
Membro do Conselho de Administração

03.491.603/0001-21

Observação

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

<b>Identificação</b>	<b>CPF/CNPJ</b>	<b>Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada</b>	<b>Tipo de pessoa relacionada</b>
<b>Cargo/Função</b>			
<hr/>			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Gustavo Estrella	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores			
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
CPFL Renováveis S.A.	08.439.659/0001-50		
Vice-Presidente do Conselho de Administração			
<b><u>Observação</u></b>			
<hr/>			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Gustavo Estrella	037.234.097-09	Subordinação	Controlada Indireta
Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores			
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
Paulista Lajeado Energia S.A.	03.491.603/0001-21		
Diretor Financeiro			
<b><u>Observação</u></b>			
<hr/>			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Andre Dorf	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração			
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
SPE Baixa Verde Energia S.A.	10.401.241/0001-04		
Diretor Presidente			
<b><u>Observação</u></b>			
<hr/>			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Andre Dorf	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta

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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b>Cargo/Função</b>			
Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
SPE Costa das Dunas Energia S.A.	10.401.225/0001-03		
Diretor Presidente			
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Andre Dorf	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
SPE Farol de Touros Energia S.A.	10.369.836/0001-11		
Diretor Presidente			
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Andre Dorf	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
SPE Juremas Energia S.A.	09.665.446/0001-00		
Diretor Presidente			
<b>Observação</b>			
-----			
<b>Administrador do Emissor</b>			
Andre Dorf	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração			
<b>Pessoa Relacionada</b>			
SPE Macacos Energia S.A.	07.091.059/0001-81		



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

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b>Cargo/Função</b> Diretor Presidente <u>Observação</u>			
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u> Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<u>Pessoa Relacionada</u> SPE Costa Branca Energia S.A. Diretor Presidente <u>Observação</u>	09.665.392/0001-82		
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u> Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<u>Pessoa Relacionada</u> SPE Navegantes Energia S.A. Diretor Presidente <u>Observação</u>	10.401.234/0001-02		
<hr/>			
<u>Administrador do Emissor</u> Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<u>Pessoa Relacionada</u> SPE Pedra Preta Energia S.A. Diretor Presidente <u>Observação</u>	09.665.342/0001-03		
<hr/>			

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

<b>Identificação</b>	<b>CPF/CNPJ</b>	<b>Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada</b>	<b>Tipo de pessoa relacionada</b>
<b>Cargo/Função</b>			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
SPE Cajueiro Energia S.A. Diretor Presidente	10.369.840/0001-80		
<b><u>Observação</u></b>			
-----			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
Cherobim Energética S.A. Diretor Presidente	04.469.360/0001-98		
<b><u>Observação</u></b>			
-----			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
Rio Claro Energética S.A. Diretor Presidente	11.055.437/0001-49		
<b><u>Observação</u></b>			
-----			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta

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

Identificação Cargo/Função	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
Varginha Energética S.A. Diretor Presidente	11.171.582/0001-95		
<b><u>Observação</u></b>			
-----			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
Ludesa Energética S.A. Diretor Presidente	05.313.891/0001-50		
<b><u>Observação</u></b>			
-----			
<b><u>Administrador do Emissor</u></b>			
Andre Dorf Diretor Presidente e Membro Efetivo do Conselho de Administração	170.751.778-93	Subordinação	Controlada Indireta
<b><u>Pessoa Relacionada</u></b>			
CPFL Renováveis S.A. Diretor Presidente	08.439.659/0001-50		
<b><u>Observação</u></b>			

## 12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores

**12.11 Descrever as disposições de quaisquer acordos, inclusive apólices de seguro, que prevejam o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes da reparação de danos causados a terceiros ou ao emissor, de penalidades impostas por agentes estatais, ou de acordos com o objetivo de encerrar processos administrativos ou judiciais, em virtude do exercício de suas funções.**

A Companhia mantém seguro de responsabilidade civil para diretores estatutários, conselheiros de administração e conselheiros fiscais.

Seguro de Responsabilidade Civil Geral de Administradores (Directors & Officers Liability Insurance):

- **Apólice:** 30.10.0008469.28
- **Vigência:** 31/03/2016 a 31/03/2017 – em processo de prorrogação para 31/08/2017
- **Seguradora:** ACE Seguradora S/A.
- **Riscos Cobertos:** proteção ao patrimônio pessoal dos administradores, caso estes venham a ser responsabilizados por atos danosos causados a terceiros, decorrentes da gestão das empresas do Grupo CPFL Energia S/A; a cobertura estende-se a todas as empresas que a CPFL Energia detenha participação societária superior a 51% (cinquenta e um por cento);
- **Importância Segurada:** US\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de dólares americanos);
- **Custo total do seguro:** US\$ 255.000,00 (duzentos e setenta mil dólares americanos). Prêmio da prorrogação: US\$ 114.778,92 (cento e quatorze mil, setecentos e setenta e oito dólares americanos e noventa e dois centavos).

### Franquias:

- **Cobertura "A":** sem franquias
- **Cobertura "B":** sem franquias
- **Cobertura "C":** Mercado de Capitais Internacional US\$ 200.000,00; Mercado de Capitais Nacional US\$ 50.000,00.

## 12.12 - Práticas de Governança Corporativa

<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</b>
--

A CPFL Energia adota práticas diferenciadas de governança corporativa, baseadas nos princípios de transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa, alinhadas com as melhores práticas existentes no Brasil e exterior.

As Diretrizes de Governança Corporativa da Companhia reúnem e consolidam um conjunto de mecanismos que visam promover a interação entre os acionistas, o Conselho de Administração, os Comitês e Comissões de Assessoramento do Conselho de Administração, o Conselho Fiscal e a Diretoria Executiva.

Através dessas Diretrizes, a CPFL Energia apresenta o seu modelo de governança corporativa, o qual orienta a sua atuação e as práticas adotadas na Companhia e nas sociedades direta ou indiretamente controladas, observados os respectivos Estatutos e Contratos Sociais.

As Diretrizes de Governança Corporativa são aprovadas pelo Conselho de Administração e, juntamente com o Estatuto Social, o Regimento Interno do Conselho de Administração, o Regimento Interno do Conselho Fiscal, o Regimento Interno dos Comitês e das Comissões de Assessoramento do Conselho de Administração, as políticas emitidas e que vierem a ser emitidas em matéria de governança, tais como Negociação de Valores Mobiliários, Divulgação de Ato e Fato Relevante, Gestão de Riscos, Anticorrupção e o Código de Ética e de Conduta Empresarial, delineiam o conjunto de práticas de governança adotadas pela CPFL Energia.

Em 2014, a Companhia completou 10 anos da abertura de seu capital na BM&FBovespa e na Bolsa de Valores de Nova York ("NYSE"). Com mais de 100 anos de atuação no Brasil, a Companhia possui ações listadas no Novo Mercado da BMF&Bovespa e ADRS Nível III da NYSE, segmentos de listagem diferenciados que reúne empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa.

Todas as ações da CPFL são Ordinárias, ou seja, dão direito de voto e os acionistas tem assegurado Tag Along de 100% em caso de alienação do controle acionário.

A Administração da CPFL é formada pelo Conselho de Administração ("Conselho"), órgão de deliberação, e pela Diretoria Estatutária, órgão executivo. O Conselho é responsável pelo direcionamento estratégico dos negócios da holding e das empresas controladas, sendo composto por 7 membros, dois deles Conselheiros Independentes.

O Regimento Interno do Conselho estabelece os procedimentos para a avaliação dos conselheiros, sob a liderança do Presidente do Conselho, as principais obrigações e direitos dos conselheiros.

O Conselho constituiu 3 comitês de assessoramento (Processos de Gestão e Riscos, Gestão de Pessoas e Partes Relacionadas), que apoiam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos, como a gestão de pessoas e de riscos, sustentabilidade e o acompanhamento da auditoria interna, a análise das transações com Partes Relacionadas aos acionistas e o tratamento das ocorrências registradas nos canais de denúncia e de conduta ética.

A composição da Diretoria Executiva, em linha com as diretrizes de governança, foi reformulada em abril de 2017. A alteração do Estatuto Social, aprovada na Assembleia Geral de Acionistas realizada dia 28 de abril de 2017, levou à criação de uma nova posição de Diretor Presidente Adjunto. Todos os diretores estatutários da Companhia possuem mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, além de ocuparem posições no Conselho de Administração das empresas que fazem parte do grupo CPFL.

A CPFL possui um Conselho Fiscal permanente, composto por 3 membros, que também exerce atividades de *Audit Committee*, em atendimento às regras da Lei Sarbanes Oxley (SOX) aplicáveis às empresas estrangeiras listadas em bolsa de valores nos Estados Unidos.

As Diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no website de Relações com Investidores [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri).

**12.13 - Outras informações relevantes****12.13 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes**

As informações a que se refere o item 4.5 do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBovespa já foram prestadas no item 12.5 do Formulário de Referência.

Informações complementares relacionadas ao item 12.5

Conforme Comunicado ao Mercado divulgado pela Companhia em 17 de julho de 2017, o Sr. Luiz Eduardo Fróes do Amaral Osósio apresentou renúncia ao seu cargo de Diretor Vice-Presidente Jurídico & de Relações Institucionais, de forma que o cargo permanece vago até a data de reapresentação deste Formulário de Referência.

Em observância ao disposto no item 4.3 do Regulamento do Novo Mercado, que determina o preenchimento de, no mínimo, 20% (vinte por cento) das vagas do Conselho de Administração por conselheiros independentes, os acionistas controladores, em conjunto, indicaram os Srs. Marcelo Amaral Moraes e Antonio Kándir para ocupar os cargos de membro independente do Conselho de Administração em Assembleia Geral Ordinária realizada em 27 de abril de 2018. Adicionalmente, na mesma Assembleia, foram indicados pelos controladores e eleitos como membros independentes para o Conselho Fiscal os Srs. Ricardo Florence dos Santos (efetivo) e Reginaldo Ferreira Alexandre (suplente).

Informações complementares relacionadas ao item 12.6

Em complemento às informações divulgadas no item 12.6, demonstramos abaixo o percentual de participação dos membros nas reuniões realizadas pelo Conselho de Administração e Conselho Fiscal ao longo do exercício de 2016, a partir de suas respectivas posses:

<b>Conselho de Administração</b>	<b>Total de reuniões realizadas pelo respectivo órgão desde a posse</b>	<b>% de participação do membro nas reuniões realizadas após a posse</b>
<b>Conselheiros efetivos</b>		
Murilo Cesar Lemos Santos Passos	30	96,7%
Décio Bottechia Júnior	30	100%
Francisco Caprino Neto	30	100%
Ana Maria Elorrieta	30	100%
Albrecht Curt Reuter Domenech	10	100%
Lício da Costa Raimundo	10	100%
Deli Soares Pereira	10	100%
Martin Roberto Glogowski	20	100%
Arnaldo José Vollet	20	100%
José Florêncio Rodrigues Neto	20	100%
<b>Conselheiros suplentes</b>		
Fernando Luiz Aguiar Filho	30	3,3%
Roberto Navarro Evangelista	30	-
Lívio Hagime Kuze	30	-
Heloísa Helena Silva de Oliveira	30	-
Oswaldo Cezar Galli	10	-
Martin Roberto Glogowski	10	-
Fernando Manuel Pereira Afonso Ribeiro	20	-
Carlos Alberto Cardoso Moreira	20	-

<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Total de reuniões realizadas pelo respectivo órgão desde a posse</b>	<b>% de participação do membro nas reuniões realizadas após a posse</b>
<b>Conselheiros efetivos</b>		
Adalgiso Fragoso de Faria	13	100%
Marcelo de Andrade	13	100%
William Bezerra Cavalcanti Filho	13	100%
Celene Carvalho de Jesus	5	100%
Carlos Alberto Cardoso Moreira	5	100%

**12.13 - Outras informações relevantes**

João Pinto Rabelo Junior	8	100%
Licio da Costa Raimundo	3	66,7%
Danilo Ferreira da Silva	5	100%
<b>Conselheiros suplentes</b>		
Paulo Ionescu	13	-
Susana Amaral Silveira	13	-
Maria da Gloria Pellicano	5	-
Cícero da Silva	5	-
Ivan Mendes do Carmo	5	-
Noel Dorival Giacomitti	8	-
Benilton Couto da Cunha	8	-
Luiza Damásio Ribeiro do Rosário	8	-

### 13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

#### 13.Remuneração de Administradores

#### 13.1 Política ou prática de remuneração do conselho de administração, da diretoria estatutária e não estatutária, do conselho fiscal e dos comitês.

##### a) objetivos da política ou prática de remuneração:

A política de remuneração praticada pela CPFL Energia tem por objetivo atrair e reter, motivar e desenvolver profissionais com o padrão de excelência requerido pelo Grupo CPFL Energia.

A remuneração variável dos diretores estatutários é baseada em metas contratadas com base no Planejamento Estratégico da Companhia.

O Comitê de Gestão de Pessoas da CPFL Energia, órgão de assessoramento do Conselho de Administração, verifica a aderência dos planos de remuneração fixa e variável ao plano estratégico da Companhia, bem como avalia o cumprimento das metas contratadas no curto e no longo prazo.

##### b) composição da remuneração:

##### *i. elementos da remuneração e os objetivos*

Os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia recebem honorários fixos mensais, os quais são estabelecidos de acordo com o padrão de mercado, sendo diferenciado o valor da remuneração do Presidente do Conselho de Administração, desde o ano de 2012, devido ao diferencial das atribuições inerentes ao cargo.

Os membros da Diretoria Estatutária, além da remuneração fixa recebida mensalmente, fazem jus a (i) benefícios, (ii) incentivos de curto prazo e (iii) incentivos de longo prazo.

Com relação à remuneração variável, (i) os benefícios diretos e indiretos (assistência médica, assistência odontológica, seguro de vida, vale refeição), têm por objetivo alinhar as práticas de mercado, e proporcionar a retenção dos Executivos (ii) os incentivos de curto prazo têm por objetivo central direcionar o comportamento dos Executivos ao aperfeiçoamento da estratégia dos negócios da Companhia e ao atingimento de resultados; e (iii) os incentivos de longo prazo têm como objetivos a criação de visão e comprometimento de longo prazo, o alinhamento dos interesses dos diretores estatutários da Companhia ao conjunto de acionistas e a premiação da geração de resultados e de criação de valor de forma sustentável.

Os comitês de assessoramento do Conselho de Administração da Companhia, quais sejam, Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, Comitê de Gestão de Pessoas e Comitê de Partes Relacionadas são compostos, em sua maioria, por membros titulares ou suplentes do Conselho de Administração, não sendo paga remuneração adicional pelo desempenho dessa função.

##### *ii. em relação aos três últimos exercícios sociais, a proporção de cada elemento na remuneração total*

2014	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	82,9%	82,1%	36,5%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	0,5%	1,5%	4,2%
Outros	16,6%	16,4%	13,0%
Incentivos de curto prazo	-	-	32,9%
Incentivos de longo prazo	-	-	13,4%
TOTAL	100%	100%	100%



### 13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

2015	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	83,3%	83,3%	51,6%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	6,0%
Outros	16,7%	16,7%	6,4%
Incentivos de curto prazo	-	-	41,0%
Incentivos de longo prazo	-	-	-5,0%
TOTAL	100%	100%	100%

2016	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Honorários fixos	83,3%	83,3%	30,4%
Benefícios (inclui benefícios pós emprego)	-	-	4,0%
Outros	16,7%	16,7%	14,5%
Incentivos de curto prazo	-	-	36,5%
Incentivos de longo prazo	-	-	14,6%
TOTAL	100%	100%	100%

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

Os membros titulares do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal recebem honorários fixos mensais. Os conselheiros suplentes não recebem honorários, a não ser na hipótese de substituírem o conselheiro titular a que estão vinculados. Nessa circunstância, a Companhia paga ao membro suplente o valor equivalente a 50% da remuneração mensal do membro titular, caso participe de reunião ordinária do órgão, ou a totalidade da remuneração mensal do conselheiro titular se esse último estiver, temporariamente, impossibilitado de exercer suas funções. O reajuste da remuneração dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia é feito com base em pesquisa de mercado, realizado por empresa especializada.

A proposta de remuneração fixa definida pelo Conselho de Administração da Companhia para os diretores estatutários, bem como eventual reajuste, baseia-se em pesquisa de mercado realizada anualmente por consultorias especializadas. As referidas pesquisas de mercado foram realizadas pela Towers Watson Consultoria Ltda. A proposta de remuneração variável está detalhada no item 13.3.

#### ***iv. razões que justificam a composição da remuneração***

A composição da remuneração considera as responsabilidades de cada cargo e tem como parâmetro os valores praticados pelo mercado para os profissionais que exercem funções equivalentes.

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

Não há membros não remunerados pelo emissor na administração ou no Conselho Fiscal.

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

A remuneração dos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia é fixa e não considera indicadores de desempenho individuais ou da Companhia.

### **13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária**

Com relação à remuneração variável dos diretores estatutários, a Companhia realiza a avaliação da sua Diretoria Executiva, verificando o desempenho de seus membros, conforme metas corporativas (EBITDA em relação ao valor orçado e Crescimento dos Negócios de acordo com a média ponderada do EBITDA dos negócios de Comercialização, Eficiência Energética e Serviços) e individuais (PMSO em relação ao valor orçado, valor de mercado da CPFL Energia, VPL dos negócios realizados, meta relacionada à sustentabilidade dos negócios, investimento em BRR – Base de Remuneração Regulatória, entre outras), estabelecidas de acordo com o plano estratégico da Companhia, previamente definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração. O Conselho de Administração conta com a assessoria do Comitê de Gestão de Pessoas para acompanhar e avaliar o desempenho da Diretoria Executiva em relação ao cumprimento de suas metas anuais.

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

Os honorários do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal são revisados anualmente através de pesquisa de mercado e possíveis ajustes são definidos pelo Conselho de Administração, com o apoio do Comitê de Gestão de Pessoas, sendo posteriormente submetidos à deliberação da Assembleia Geral de Acionistas da Companhia.

No que tange aos diretores estatutários, a remuneração variável é totalmente baseada em metas quantitativas e qualitativas formalmente contratadas, as quais refletem a evolução dos indicadores de desempenho da Companhia.

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

A política de remuneração dos diretores estatutários está alinhada aos interesses da Companhia, por ser fundamentada por critérios atrelados ao desempenho econômico-financeiro da Companhia previamente definidos. O Comitê de Gestão de Pessoas, que assessora o Conselho de Administração da Companhia, é um órgão que contribui para a verificação do alinhamento da remuneração.

Nossa política de remuneração busca incentivar os colaboradores a procurar a melhor rentabilidade dos investimentos e projetos desenvolvidos pela Companhia, de tal maneira a alinhar os seus interesses com os da Companhia por meio das seguintes perspectivas: (i) no curto prazo: salários e pacote de benefícios compatíveis com o mercado; (ii) no médio prazo: pagamento de participação nos nossos resultados e bônus, de acordo com o cumprimento de metas pré-estabelecidas; e (iii) no longo prazo: outorga de *phantom stocks* através de programa específico, com a possibilidade de conversão de bônus em dinheiro conforme descrito no item 13.4.

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

Os membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia não recebem qualquer remuneração em função do exercício do cargo na Companhia que seja suportada por suas subsidiárias, controladas ou controladores. Parte dos membros da Diretoria Executiva recebem parcela de sua remuneração de forma proporcional aos serviços prestados a cada uma das subsidiárias.

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

Em relação aos membros do nosso Conselho de Administração e do nosso Conselho Fiscal, não há qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário.

**13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária**

Quanto aos diretores estatutários, há previsão de indenização na hipótese de alteração significativa dos acionistas que compõem o bloco de controle majoritário, que implique a extinção do cargo de diretor, destituição unilateral por parte do Conselho de Administração, ou alteração das condições de trabalho análogas a uma rescisão indireta do contrato de trabalho previstas no artigo 483 da CLT, ou que tornem menos atraente o desempenho do cargo.

**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	7,00	7,00	3,00	17,00
Nº de membros remunerados	2,67	7,00	1,33	11,00
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	646.000,00	7.215.000,00	221.000,00	8.082.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	238.000,00	0,00	238.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	129.000,00	4.111.000,00	44.000,00	4.284.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS	Outros refere-se a INSS e FGTS	Outros refere-se a INSS	
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	11.311.000,00	0,00	11.311.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	5.377.000,00	0,00	5.377.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	628.000,00	0,00	628.000,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Baseada em ações (incluindo opções)</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Observação</b>	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 01/2017.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 01/2017.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 01/2017.	
Total da remuneração	775.000,00	28.880.000,00	265.000,00	29.920.000,00

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	7,00	4,92	18,92
Nº de membros remunerados	7,00	7,00	4,92	18,92
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	1.771.000,00	8.178.000,00	790.000,00	10.739.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	480.000,00	0,00	480.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	354.000,00	3.891.000,00	158.000,00	4.403.000,00

Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS.	Outros refere-se a INSS e FGTS	Outros refere-se a INSS.	
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	9.799.000,00	0,00	9.799.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	3.927.000,00	0,00	3.927.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	600.000,00	0,00	600.000,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Baseada em ações (incluindo opções)</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Observação</b>	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 01/2017.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 01/2017.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 01/2017.	
<b>Total da remuneração</b>	<b>2.125.000,00</b>	<b>26.875.000,00</b>	<b>948.000,00</b>	<b>29.948.000,00</b>

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	6,67	5,00	18,67
Nº de membros remunerados	7,00	6,67	5,00	18,67
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	1.642.000,00	7.016.000,00	720.000,00	9.378.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	263.000,00	0,00	263.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	329.000,00	871.000,00	144.000,00	1.344.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS	Outros refere-se a INSS e FGTS	Outros refere-se a INSS	
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	5.568.000,00	0,00	5.568.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	-687.000,00	0,00	-687.000,00

Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	553.000,00	0,00	553.000,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Baseada em ações (incluindo opções)</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Observação</b>	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 01/2017.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 01/2017.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 01/2017.	
<b>Total da remuneração</b>	<b>1.971.000,00</b>	<b>13.584.000,00</b>	<b>864.000,00</b>	<b>16.419.000,00</b>

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	5,67	5,00	17,67
Nº de membros remunerados	7,00	5,67	5,00	17,67
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	1.528.000,00	4.588.000,00	670.000,00	6.786.000,00
Benefícios direto e indireto	10.000,00	46.000,00	12.000,00	68.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	306.000,00	1.630.000,00	134.000,00	2.070.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Outros refere-se a INSS	Outros refere-se a INSS e FGTS.	Outros refere-se a INSS	
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	4.142.000,00	0,00	4.142.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00	0,00	0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00	0,00	0,00
Comissões	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros	0,00	1.699.000,00	0,00	1.699.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Outros refere-se a INSS e ILP.		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	477.000,00	0,00	477.000,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Baseada em ações (incluindo opções)</b>	0,00	0,00	0,00	0,00

<b>Observação</b>	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 01/2017.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 01/2017.	O número de membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 01/2017.	
Total da remuneração	1.844.000,00	12.582.000,00	816.000,00	15.242.000,00

### 13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

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

<b>EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 <sup>(1)</sup> (R\$ mil)</b>				
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
<b>Número total de membros</b>	7	5	6	18
<b>Número de membros remunerados</b>	7	5	6	18
<b>Bônus</b>				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	3.313 <sup>(1)</sup>	3.313
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	4.969 <sup>(1)</sup>	4.969
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	4.141 <sup>(1)</sup>	4.141
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	4.141 <sup>(1)</sup>	4.141
<b>Participação no Resultado</b>				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.



### 13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

<b>EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 <sup>(1)</sup> (R\$ mil)</b>				
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
<b>Número total de membros</b>	7	5	6,67	18,67
<b>Número de membros remunerados</b>	7	5	6,67	18,67
<b>Bônus</b>				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	4.454	4.454
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	6.682	6.682
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	5.568	5.568
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	5.568	5.568
<b>Participação no Resultado</b>				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

<b>EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 <sup>(1)</sup> (R\$ mil)</b>				
	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
<b>Número total de membros</b>	7	4,92	7	18,92
<b>Número de membros remunerados</b>	7	4,92	7	18,92
<b>Bônus</b>				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	7.349 <sup>(1)</sup>	7.349
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	14.699 <sup>(1)</sup>	14.699
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	9.799 <sup>(1)</sup>	9.799
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	9.799 <sup>(1)</sup>	9.799
<b>Participação no Resultado</b>				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
iv. Valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

### 13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

<b>REMUNERAÇÃO VARIÁVEL PREVISTA - EXERCÍCIO SOCIAL 2017 <sup>(1)</sup> (R\$ mil)</b>				
	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>	<b>Total</b>
<b>Número total de membros</b>	7	5	7	19
<b>Número de membros remunerados</b>	2,67	1,33	7	11
<b>Bônus</b>				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	8.483 <sup>(1)</sup>	8.483
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	16.966 <sup>(1)</sup>	16.966
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	11.311 <sup>(1)</sup>	11.311
<b>Participação no Resultado</b>				
i. Valor mínimo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
ii. Valor máximo previsto no plano de remuneração	N/A	N/A	N/A	N/A
iii. Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	N/A	N/A	N/A	N/A
iv. valor efetivamente reconhecido no resultado do exercício social	N/A	N/A	N/A	N/A

(1) No valor da remuneração, estão incluídos todos os encargos e provisões para atendimento ao regime de competência.

## 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

### 13.4 Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente

#### a) termos e condições gerais;

Em Reunião do Conselho de Administração, realizada no dia 04 de maio de 2016, foi aprovado um Plano de Incentivo de Longo Prazo – “ILP”, baseado na modalidade de *Performance Phantom Stocks*, que consiste na concessão de ações virtuais (“*phantom stocks*”), que, após um prazo de carência (*vesting*) conforme informado no item 13.4 (j), e se atingida uma meta mínima de valorização esperada para a CPFL em bolsa, conforme previsto em norma específica e revisada ano a ano, poderão ser convertidas em bônus em espécie, não sendo conferidas, em nenhuma hipótese, a concessão de ações físicas.

Este plano é acompanhado anualmente pelo Conselho de Administração, através de análises e pareceres de seu Comitê de Gestão de Pessoas que é o órgão responsável pela avaliação tanto do modelo e condições gerais do plano como das outorgas e conversões, estabelecidas de acordo com práticas de mercado, e posterior e recomendação de aprovação para o Conselho de Administração após essas análises. O Conselho de Administração tem poderes para a interrupção do plano a qualquer momento.

A elegibilidade ao plano é direta a profissionais que ocupem cargo estatutário de Diretor Presidente ou Diretor Vice Presidente em nossa Companhia, bem como Diretores Presidentes de nossas controladas (“Executivos”), e condicionada a desempenho para o Grupo de Diretores e Gerentes de nível 2, estando, ainda, limitado a, no máximo, 50% do quadro de Diretores e a 10% do quadro de gerentes de nível 2, ativos na empresa e exercendo a função na data de outorga aprovada pelo Conselho de Administração, prevista para ocorrer até o mês de junho de cada ano.

O desempenho dos Diretores e Gerentes é mensurado observando-se o posicionamento na matriz de avaliação de potencial e desempenho (*nine box*), ou, caso este venha a ser substituído, outro instrumento de distribuição forçada. O atual instrumento em prática apura não só a aderência às competências exigidas para o exercício da função, como também o atingimento de metas individuais e o potencial do profissional.

O valor inicial das *phantom stocks* é calculado com base no *valuation* da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado, sendo que a quantidade de ações virtuais concedidas a cada elegível se baseia em *targets* definidos pelas melhores práticas de mercado, sempre em número de remunerações, posteriormente validados pelo Comitê de Gestão de pessoas e aprovados em Reunião do Conselho de Administração.

#### b) principais objetivos do plano;

O desenho do programa se estruturou de forma a alinhar os interesses dos Executivos, diretores e gerentes elegíveis aos interesses dos acionistas, com objetivo de comprometimento de longo prazo e criação de valor constante e sustentável. Da mesma forma, por se tratar de apuração de resultados a longo prazo, tem como finalidade também a retenção dos talentos da Companhia que mais agregam valor através do seu desempenho individual apurado pela matriz de avaliação de potencial e desempenho.

#### c) forma como o plano contribui para esses objetivos;

O atingimento da meta de valorização estabelecida para a Companhia em seu plano estratégico de longo prazo sinaliza os objetivos traçados no programa foram reconhecidos pelo mercado e que também as metas estabelecidas no plano estratégico foram alcançadas.

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

### 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

O plano se insere no *mix* de remuneração dos elegíveis de forma a estabelecer maior participação no pacote variável, não incorporável à remuneração, e condicionado a resultados que proporcionam a criação de valor econômico para a empresa.

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

O plano visa estimular o comprometimento dos elegíveis a longo prazo, levando em consideração que a política foi desenhada para atender as expectativas do plano estratégico da Companhia. No curto prazo o alinhamento desses interesses se dá por instrumento específico, através da contratação de metas individuais e de gestão de pessoas, além de parcela atribuída a resultados corporativos do Grupo e/ou da unidade de gestão, não vinculado ao ILP.

#### f) número máximo de ações abrangidas;

Foram concedidas 169.407 *phantom stocks* no ano de 2016, levando em consideração o valor inicial com base no *valuation* da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado. Este valor foi utilizado para apuração das *phantoms stocks* concedidas aos elegíveis conforme detalhado no item 13.4. (a) deste Formulário de Referência.

#### g) número máximo de opções a serem outorgadas;

O número de *phantom stocks* outorgadas é fixo e sua conversão em bônus em espécie se dá exclusivamente pelo valor de mercado apurado pela média ponderada da cotação da ação dos últimos 45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano de conversão. A efetivação da conversão só será possível após aprovação formal do Conselho de Administração.

#### h) condições de aquisição de ações;

Conforme detalhado no item 13.4. (a), para concessão das *phantom stocks*, os outorgados, mediante elegibilidade e desempenho, deverão estar ativos na Companhia e exercendo a função na data de outorga aprovada pelo Conselho de Administração, prevista para ocorrer até o mês de junho de cada ano.

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

O valor inicial das *phantom stocks* é calculado com base no *valuation* da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado, sendo que a quantidade de ações virtuais concedidas a cada elegível se baseia em *targets* definidos pelas melhores práticas de mercado, sempre em número de remunerações, posteriormente validados pelo Comitê de Gestão de pessoas e aprovados em Reunião do Conselho de Administração.

#### j) critérios para fixação do prazo de exercício;

O prazo de carência total será de 4 anos para exercício da seguinte forma:

- 1/3 das *phantom stocks* outorgadas poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga;
- 1/3, ou 2/3, caso a primeira conversão não tenha sido exercida, das *phantom stocks* outorgadas poderão ser convertidas em premiação no terceiro ano após o ano de outorga; e
- 100% das *phantom stocks* outorgadas e ainda não convertidas poderão ser convertidas no quarto ano após o ano de outorga.

#### k) forma de liquidação

Atingida a meta de valorização mínima estabelecida no plano estratégico da Companhia, a liquidação das ações virtuais (*phantom stocks*) em premiação (após o prazo de carência), consiste na apuração do preço da ação da Companhia, conforme a média ponderada (volume) das cotações da ação nos

### 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

últimos 45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano de conversão, além dos dividendos distribuídos no período, proporcionais ao número de ações virtuais.

#### l) restrições à transferência das ações;

Tendo em vista que o plano não prevê efetiva entrega de ações, este item não se aplica.

#### m) critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano;

Em caso de eventos extraordinários, o Conselho de Administração, a seu julgamento e amparado pela avaliação do Comitê de Gestão de Pessoas, respeitadas as outorgas já realizadas e as suas respectivas conversões, tem o poder de alterar, suspender ou até mesmo extinguir o plano de incentivo de longo prazo, preservando as outorgas já realizadas ou compensando de forma equivalente.

#### n) efeitos da saída do administrador dos órgãos do emissor sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações.

Evento	<i>phantom stocks</i> não Exercíveis (" <i>unvested</i> ")	<i>phantom stocks</i> Exercíveis (" <i>vested</i> ")
Rescisão Voluntária do Executivo	As <i>phantom stocks</i> são canceladas	As <i>phantom stocks</i> poderão ser convertidas, desde que previamente aprovado pelo CGP - Comitê de Gestão de Pessoas e em até 30 dias após o anúncio do desligamento.
Rescisão por Justa Causa	As <i>phantom stocks</i> são canceladas	
Rescisão unilateral por iniciativa da empresa, sem Justa Causa, antecipada ou no Término de Contrato sem renovação.	As <i>phantom stocks</i> são canceladas	As <i>phantom stocks</i> poderão ser convertidas, desde que previamente aprovado pelo CGP - Comitê de Gestão de Pessoas e em até 30 dias após o anúncio do desligamento.
Morte ou Aposentadoria por Invalidez permanente	O prazo de carência será antecipado e as <i>phantom stocks</i> serão pagas aos dependentes com base no último valor de conversão apurado.	As <i>phantom stocks</i> serão convertidas com base no último valor de conversão apurado e pagas aos dependentes.

### 13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

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

<b>REMUNERAÇÃO BASEADA EM AÇÕES PARA O EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31/12/2014</b>	
Órgão	Diretoria Estatutária
Número total de membros	5,67 membros
Número de membros remunerados	5,67 membros
<b>Outorga de opções de compras de ações:</b>	
Data de outorga	25/03/2015
Quantidade de opções outorgadas	157.573
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	<i>Vesting</i> previsto de 4 anos, com opção de antecipação de 1/3 das <i>phantom stocks</i> outorgadas, que poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga (2016)
Prazo máximo para exercício das opções	Quarto ano após o ano de outorga (2018)
Prazo de restrição à transferência das ações	Não haverá transferência de ações
<b>Preço médio ponderado de exercício:</b>	
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	22,40
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-
Valor justo das opções na data da outorga	N/A
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	Não há emissão/entrega de ações, não havendo diluição do capital

<b>REMUNERAÇÃO BASEADA EM AÇÕES PARA O EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31/12/2015</b>	
Órgão	Diretoria Estatutária
Número total de membros	7 membros
Número de membros remunerados	7 membros
<b>Outorga de opções de compras de ações:</b>	
Data de outorga	25/07/2015
Quantidade de opções outorgadas	204.919
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	<i>Vesting</i> previsto de 4 anos, com opção de antecipação de 1/3 das <i>phantom stocks</i> outorgadas, que poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga (2017)
Prazo máximo para exercício das opções	Quarto ano após o ano de outorga (2019)
Prazo de restrição à transferência das ações	Não haverá transferência de ações
<b>Preço médio ponderado de exercício:</b>	
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	20,88
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-
Valor justo das opções na data da outorga	N/A
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	Não há emissão/entrega de ações, não havendo diluição do capital

### 13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

<b>14. REMUNERAÇÃO BASEADA EM AÇÕES PARA O EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31/12/ 2016</b>	
Órgão	Diretoria Estatutária
Número total de membros	7 membros
Número de membros remunerados	7 membros
<b>Outorga de opções de compras de ações:</b>	
Data de outorga	04/05/2016
Quantidade de opções outorgadas	169.407
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	<i>Vesting</i> previsto de 4 anos, com opção de antecipação de 1/3 das <i>phantom stocks</i> outorgadas, que poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga (2018)
Prazo máximo para exercício das opções	Quarto ano após o ano de outorga ( 2020)
Prazo de restrição à transferência das ações	Não haverá transferência de ações
<b>Preço médio ponderado de exercício:</b>	
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	18,38
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-
Valor justo das opções na data da outorga	N/A
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	Não há emissão/entrega de ações, não havendo diluição do capital

<b>REMUNERAÇÃO BASEADA EM AÇÕES PREVISTA PARA O EXERCÍCIO SOCIAL CORRENTE 2017</b>	
Órgão	Diretoria Estatutária
Número total de membros	7 membros
Número de membros remunerados	7 membros
<b>Outorga de opções de compras de ações:</b>	
Data de outorga	N/A
Quantidade de opções outorgadas	N/A
Prazo para que as opções se tornem exercíveis	<i>Vesting</i> previsto de 4 anos, com opção de antecipação de 1/3 das <i>phantom stocks</i> outorgadas, que poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga (2019)
Prazo máximo para exercício das opções	Quarto ano após o ano de outorga ( 2021)
Prazo de restrição à transferência das ações	Não haverá transferência de ações
<b>Preço médio ponderado de exercício:</b>	
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	N/A
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-
Valor justo das opções na data da outorga	N/A
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções outorgadas	Não há emissão/entrega de ações, não havendo diluição do capital

### 13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária

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

OPÇÕES EM ABERTO AO FINAL DO EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31/12/2016	
Órgão	Diretoria Estatutária
Número total de membros	7 membros
Número de membros remunerados	7 membros
<b>Opções ainda não exercíveis</b>	
Quantidade <sup>(1)</sup>	169.407
Data em que se tornarão exercíveis	<i>Vesting</i> previsto de 4 anos, com opção de antecipação de 1/3 das <i>phantom stocks</i> outorgadas, que poderão ser convertidas em premiação no segundo ano após o ano de outorga 2018.
Prazo máximo para exercício das opções	Quarto ano após o ano de outorga (2020)
Prazo de restrição à transferência das ações	Não haverá transferência de ações
Preço médio ponderado de exercício	N/A <sup>(2)</sup>
Valor justo das opções no último dia do exercício social	N/A <sup>(2)</sup>
<b>Opções exercíveis <sup>(3)</sup></b>	
Quantidade	-
Prazo máximo para exercício das opções	-
Prazo de restrição à transferência das ações	-
Preço médio ponderado de exercício	-
Valor justo das opções no último dia do exercício social	-
Valor justo do total das opções no último dia do exercício social	-

(1) A quantidade de opções em aberto ao final do exercício de 2016, contemplam o saldo de 2015, e a quantidade outorgada em 2016.

(2) A remuneração baseada em ações realizada pela Companhia não prevê entrega efetiva de ações físicas aos seus beneficiários, por ser *phantom stocks*, conforme descrito no item 13.4 acima.

(3) Primeira opção será exercida em 2018



**13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária****13.7 Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais**

Para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016 a Companhia realizou remuneração baseada em ações para a Diretoria Estatutária. Adicionalmente, não houve *phantom stocks* exercidas em 2015.

**13.8 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a****13.7 - Método de precificação do valor das ações e das opções****13.8 Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7, tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções****a) modelo de precificação**

Para outorga das phantom stocks foi considerado como valor inicial o resultado do valuation da CPFL Energia, dividido pelo número de ações disponíveis no mercado.

Para posterior liquidação das phantom stocks (premiação após o prazo de carência), será considerado o preço da ação da CPFL, conforme a média ponderada (volume) das cotações da ação nos últimos 45 pregões a contar do último dia útil do mês de dezembro do ano anterior ao ano de conversão, além dos dividendos distribuídos no período, proporcionais ao número de phantom stocks.

**b) dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco**

Conforme modelo de cálculo citado no item 13.8. (a), foi apurado o valor de R\$ 18,38 como preço inicial das *phantom stocks*. O preço da opção apenas será apurado quando atingido o prazo de *vesting*, sendo que o primeiro exercício acontecerá em 2016. Os demais itens não são aplicáveis ao modelo de ILP vigente.

**c) método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado**

Não há previsão de exercício antecipado no modelo de ILP vigente.

**d) forma de determinação da volatilidade esperada**

Não aplicável no modelo do plano de ILP vigente, tendo em vista que a volatilidade das ações não foi considerada no cálculo para apuração do valor da bonificação.

**e) se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo**

Não há outras características das opções incorporadas na mensuração de seu valor.

### 13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão

**13.9** Informar a quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pelo emissor, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, por membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão

<b>VALORES MOBILIÁRIOS DE EMISSÃO DA CPFL ENERGIA – 31/12/2016</b>			
<b>Órgão</b>	<b>Ações Ordinárias</b>		
	<b>Diretamente</b>	<b>Indiretamente</b>	<b>Total</b>
<b>Diretoria Estatutária</b>	34.250	0	0
<b>Conselho de Administração</b>	0	0	0
<b>Conselho Fiscal</b>	0	0	0

### 13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

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

Somente os Diretores Estatutários têm planos de previdência. Os Conselheiros Fiscais e de Administração não gozam desse benefício.

a. Órgão	Diretoria Estatutária	
b. Número de membros	5	2
c. Número de membros remunerados	5	2
d. Nome do plano	PGBL Bradesco	PGBL Brasil Prev
e. Quantidade de administradores que reúnem as condições para se aposentar	0	0
f. Condições para se aposentar antecipadamente	Não há	Não há
g. Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	R\$ 1.063	R\$ 148
h. Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores*	R\$ 311	R\$ 90
i. Se há a possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	O valor referente a parte do participante poderá ser resgatado a qualquer momento, porém o resgate da parcela empresa segue as regras estabelecidas em contrato (cláusula de vesting).	

\* valores já atualizados monetariamente.

**13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal****Justificativa para o não preenchimento do quadro:**

A eficácia do presente item 13.11 encontra-se suspensa em relação aos associados do Instituto Brasileiro de Executivos de Finanças do Rio de Janeiro ("IBEF-RJ"), e, por consequência, às sociedades às quais esteja associado, em razão da sentença favorável proferida em 1ª instância pela 5ª Vara Federal do Rio de Janeiro, no âmbito da Ação Ordinária nº 0002888-21.2010.4.02.5101 (2010.5101002888-5) ajuizada pelo IBEF. A CVM recorreu dessa sentença e o processo ainda não foi julgado pela 2ª instância.

### 13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria

**13.12 Descrição dos arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturam mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria, bem como as consequências financeiras para o emissor**

A Norma ILP que estabelece as diretrizes do ILP para os programas de 2015 e 2016, estabelece o tratamento a ser dado ao exercício das Unidades Virtuais de Valor ("UVVs") conversíveis (pós-vesting) e não conversíveis (pré-vesting) na eventualidade do desligamento de algum dos Executivos da Companhia:

<b>Evento</b>	<b>phantom stocks não Exercíveis ("unvested")</b>	<b>phantom stocks Exercíveis ("vested")</b>
Rescisão Voluntária do Executivo	As phantom stocks são canceladas	As phantom stocks poderão ser convertidas, desde que previamente aprovado pelo CGP - Comitê de Gestão de Pessoas e em até 30 dias após o anúncio do desligamento.
Rescisão por Justa Causa	As phantom stocks são canceladas	
Rescisão unilateral por iniciativa da empresa, sem Justa Causa, antecipada ou no Término de Contrato sem renovação.	As phantom stocks são canceladas	As phantom stocks poderão ser convertidas desde que manifestada a intenção de conversão em até 30 dias após o desligamento, informando-se ao Comitê de Gestão de Pessoas.
Morte ou Aposentadoria por Invalidez permanente	O prazo de carência será antecipado e as phantom stocks serão pagas aos dependentes com base no último valor de conversão apurado.	As phantom stocks serão convertidas com base no último valor de conversão apurado e pagas aos dependentes.

No caso de ocorrer antes do término do prazo do mandato por iniciativa da Companhia, o(s) Diretor(es) Estatutário(s) desligado(s) terá(ão) direito a:

- honorários integrais do mês de destituição;
- 13º honorário proporcional ao número de meses trabalhados no ano;
- 1 honorário mensal, a título de Aviso Prévio; e
- indenização das parcelas conversíveis do Incentivo de Longo Prazo – ILP.

Assegura-se ao administrador, de forma suplementar aos demais direitos, o recebimento de uma indenização especial e única, correspondente ao valor de 06 (seis) honorários, caso ocorram alterações significativas dos acionistas que compõem o bloco de controle majoritário da sociedade, que impliquem em:

- i) extinção do cargo, objeto do Instrumento de Contratação para Administração;
- ii) destituição unilateral por parte do Conselho de Administração; e
- iii) alterações das condições de trabalho, análogas a uma rescisão indireta de contrato de trabalho previstas no artigo 483 da CLT, ou que tornem menos atraente o desempenho do cargo, tais como: remuneração, benefícios, funções, atribuições, autoridade ou responsabilidades. Nessa hipótese, o administrador poderá rescindir o Instrumento de Contratação para Administração, fazendo jus à indenização aqui estabelecida.

### 13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores

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

<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	87%	100%	-

<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	87%	100%	-

<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	87%	100%	-

**13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam**

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

Não houve pagamento de qualquer remuneração, nos últimos três exercícios sociais para membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal ou da Diretoria por qualquer razão que não a função que ocupam na Companhia.



**13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor**

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

<b>EXERCÍCIO DE 2014 <sup>(1)</sup> - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS</b>				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	3.214	3.214
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

<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.

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

<b>EXERCÍCIO DE 2015 <sup>(1)</sup> - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS</b>				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	4.292	4.292
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

<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.

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

**13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor**

<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	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	6.008	6.008
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

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

<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, Conselho Fiscal e Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do item 10.2.13.b do Ofício-Circular/CVM/SEP/ nº 02/2017, 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>
<b>Janeiro</b>	7	5	7
<b>Fevereiro</b>	7	5	7
<b>Março</b>	7	5	7
<b>Abril</b>	7	5	7
<b>Maio</b>	7	5	7
<b>Junho</b>	7	4	7
<b>Julho</b>	7	5	7
<b>Agosto</b>	7	5	7
<b>Setembro</b>	7	5	7
<b>Outubro</b>	7	5	7
<b>Novembro</b>	7	5	7
<b>Dezembro</b>	7	5	7

<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	7	5	6
Fevereiro	7	5	6
Março	7	5	6
Abril	7	5	6
Maio	7	5	7
Junho	7	5	7
Julho	7	5	7
Agosto	7	5	7
Setembro	7	5	7
Outubro	7	5	7
Novembro	7	5	7
Dezembro	7	5	7

**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	7	5	5
Fevereiro	7	5	5
Março	7	5	5
Abril	7	5	5
Maio	7	5	6
Junho	7	5	6
Julho	7	5	6
Agosto	7	5	6
Setembro	7	5	6
Outubro	7	5	6
Novembro	7	5	6
Dezembro	7	5	6

**14.1 - Descrição dos recursos humanos****14. Recursos humanos****14.1 Descrever os recursos humanos do emissor, fornecendo as seguintes informações:****a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)**

O número de colaboradores divulgado abaixo compreende todas as controladas da CPFL Energia, que são consolidadas para fins de apresentação de Demonstrações Financeiras Consolidadas da companhia:

Localização Geográfica	Atividade Desempenhada	Número de Colaboradores 2016	Número de Colaboradores 2015	Número de Colaboradores 2014
Distrito Federal	Corporativo	4	3	3
	<b>Total Distrito Federal</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
Minas Gerais	Distribuição	7	7	9
	<b>Total Minas Gerais</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>9</b>
Paraná	Distribuição	12	12	13
	<b>Total Paraná</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>13</b>
Rio Grande do Sul	Distribuição	4.025	1.399	1.267
	Serviços	17	12	24
	Corporativo	248	259	237
	Geração	47	55	54
	<b>Total Rio Grande do Sul</b>	<b>4.337</b>	<b>1.725</b>	<b>1.582</b>
São Paulo	Distribuição	3.941	3.830	3.420
	Serviços	3.085	2.542	2.344
	Comercialização	48	48	50
	Corporativo	1.305	1.281	1.318
	Geração Convencional	48	51	56
	Geração Renováveis	430	391	357
	<b>Total São Paulo</b>	<b>8.857</b>	<b>8.143</b>	<b>7.545</b>
<b>Total Geral</b>		<b>13.217</b>	<b>9.890</b>	<b>9.152</b>

**b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica)**

Nossas distribuidoras terceirizam algumas atividades inerentes a concessão do serviço público de energia elétrica por meio de contrato de prestação de serviços medido em unidades por atividades. Não há, assim, controle das pessoas envolvidas e nem o controle quantitativo de homem/hora (Hh).

A Companhia, embora houvesse informado uma estimativa de força de trabalho vinculada aos serviços terceirizados em anos anteriores, chegou à conclusão de que não mais deveria fazer essa estimativa de força de trabalho uma vez que contrata a execução de serviços dos mais diversos fins (manutenção, operação, administrativo, etc.) sem quantificar a força de trabalho envolvida.

**c) índice de rotatividade**

O índice de rotatividade foi de 17,7% em 2016, 19,9% em 2015 e 23,39% em 2014.

## 14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

<b>14.2 Comentar qualquer alteração relevante ocorrida com relação aos números divulgados no item 14.1 acima.</b>
---

Comparado a 2015, houve um aumento significativo no número de colaboradores da Companhia em 2016, especialmente na atividade de Distribuição, da área geográfica do Rio Grande do Sul. Este evento deveu-se à aquisição da distribuidora RGE Sul pela Companhia em 31 de outubro de 2016, cujo impacto em nosso quadro funcional foi de um aumento de cerca de 2.500 colaboradores no fim do exercício.

### 14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

<p><b>14.3 Descrever as políticas de remuneração dos empregados do emissor, informando:</b></p>
---

**a) política de salários e remuneração variável**

Os salários são definidos conforme a avaliação dos cargos alinhados ao mercado conforme pesquisas salariais periódicas. Os aumentos salariais são de, no máximo, 10% ao ano e os aumentos por promoção (movimentação para cargo mais avaliado) não podem ocorrer em períodos inferiores a 12 meses.

Em conformidade com a legislação e a política de remuneração da Companhia, os empregados são elegíveis para o programa de participação nos resultados. Este montante é estabelecido nas convenções coletivas de cada companhia do Grupo, ajustados anualmente. Em 2016, foram provisionados R\$ 68 milhões (R\$ 11 milhões dos quais são lançados como passivo circulante) registrados para o Programa de Participação nos Lucros.

Adicionalmente, parte da remuneração de cada empregado está atrelada a metas de desempenho. Os empregados são avaliados com base em critérios estabelecidos para Competências Organizacionais, Comportamentais e Técnicas, além da Avaliação de Resultados atingidos na Contratação de Metas. O sistema de avaliação de desempenho foi elaborado para medir cada um destes itens, visando a contratação de um Plano de Desenvolvimento Individual com acompanhamento e Feedback constante.

**b) política de benefícios**

Os benefícios oferecidos para nossos colaboradores estão alinhados às melhores práticas do mercado de trabalho, bem como a legislação trabalhista, e são eles:

- ✓ Assistência Médico-Hospitalar e Odontológica, extensiva aos dependentes;
- ✓ Plano de Previdência Privada (exceto Nect, CPFL Atende e CPFL Total);
- ✓ Participação nos Lucros e Resultados, conforme acordo coletivo de trabalho firmado em cada empresa com seus respectivos sindicatos;
- ✓ Auxílio Refeição e/ou Auxílio Alimentação;
- ✓ Auxílio Creche;
- ✓ Vale transporte e/ou Ônibus Fretado;
- ✓ Seguro de Vida (Executivos, Diretores, Gerentes, Colaboradores de empresas específicas, Menores Aprendizizes e Estagiários);
- ✓ Programas de Qualidade de Vida;
- ✓ Cartão Corporativo (Executivos e Diretores);
- ✓ Programas de Final de Ano;
- ✓ Estacionamento na Sede e Regionais (dentro do limite de vagas disponíveis);
- ✓ Check-Up Médico – Executivos Diretores e Gerentes;
- ✓ Gratificação de Férias (exceto CPFL Serviços, Nect, CPFL Total, CPFL Eficiência e Authi);
- ✓ Política de Transferência;
- ✓ Requalificação Profissional (exceto CPFL Serviços, CPFL Atende, Nect, CPFL Total, CPFL Telecom, CPFL Eficiência e Authi)
- ✓ Empréstimo Pessoal Consignado (exceto CPFL Telecom, CPFL Eficiência e Authi).

Para colaboradores da CPFL Paulista, da CPFL Piratininga, da CPFL Geração e da CPFL Brasil, além dos benefícios citados acima, os vinculados à previdência privada da Fundação Cesp, têm direito a benefícios, como empréstimo pessoal, seguros de vida, de residência e de veículos, auxílio farmácia, além de reembolsos específicos para serviços na área da saúde.

**c) características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores, identificando**

**i. grupos de beneficiários;**

**ii. condições para exercício;**

### **14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados**

**iii. preços de exercício;**

**iv. prazos de exercício;**

**v. quantidade de ações comprometidas pelo plano.**

Não aplicável por não haver planos de remuneração baseado em ações dos empregados não administradores.



## 14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

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

O grupo CPFL mantém relacionamento com 26 sindicatos, reconhecendo-os como os representantes legais e legítimos dos colaboradores para o encaminhamento de suas reivindicações.

Os instrumentos coletivos celebrados com essas entidades sindicais representam para a CPFL o instrumento fundamental a reger as relações de trabalho e suas disposições serão integralmente cumpridas no período de sua vigência.

O Grupo considera indispensável para o desenvolvimento saudável das relações com os Sindicatos, o permanente respeito mútuo entre as partes e a lisura nos procedimentos, garantindo total imparcialidade, seja qual for a entidade sindical. O Grupo acredita manter boas relações com os sindicatos que representam seus colaboradores, evidenciado pelo fato de não termos ocorrência de nenhuma greve que tenha afetado materialmente as operações do Grupo nos últimos 28 anos. Nos últimos 04 exercícios sociais tivemos na CPFL Piratininga, com os Sindicatos dos Urbanitários de Santos e dos Eletricitários de São Paulo, na CPFL Santa Cruz, com o Sindicato dos Eletricitários de Ipaussu, e no último exercício social na CPFL Paulista, Brasil e Geração com o sindicato dos Eletricitários de Campinas, mobilizações que foram deflagradas dentro de um processo natural de negociação, que não trouxeram prejuízos materiais para a Companhia nem comprometeram a essencialidade de sua prestação de serviço.

O Grupo garante aos seus colaboradores a livre associação sindical em conformidade com disposto no Artigo 8º da Constituição Federal.

Atualmente o Grupo possui instrumentos de acordo coletivo com os sindicatos abaixo listados:

1. SINTEC - Sindicato dos técnicos industriais de nível médio do estado de São Paulo
2. SENERGISUL - Sindicato dos assalariados ativos, aposentados e pensionistas, nas empresas geradoras, ou transmissoras, ou distribuidoras ou afins de energia elétrica no estado do Rio Grande do Sul, e assistidos por fundações de seguridade privadas, originadas no setor elétrico
3. Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia hidroelétrica de Ipaussu
4. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Bauru
5. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Ribeirão Preto
6. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de São José do Rio Preto
7. SINDLUZ - Sindicato dos trabalhadores nos serviços de fiação, tração, luz e força de Araraquara
8. SINDSUL -Sindicato dos eletricitários do sul de Minas Gerais
9. SINTIUS - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias urbanas de Santos, Baixada Santista, Litoral Sul e Vale do Ribeira
10. STIEEC - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia elétrica de Campinas
11. STIEESP - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia elétrica de São Paulo
12. SEESP - Sindicato dos engenheiros no estado de São Paulo
13. SEAAC - Sindicato dos empregados e empresas de assessoramento de Campinas
14. SINTETEL - Sindicato dos trabalhadores nas empresas de telecomunicações operadoras de mesas telefônicas do estado de São Paulo
15. SINDERGEL - Sindicato dos empregados nas empresas de geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Mococa
16. SINDICOMOCOCA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Mococa e região
17. SINDICOSALTO - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Salto e região
18. SINDICOITAPETININGA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Itapetininga e região

**14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos**

19. SINDICOBURU - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Bauru e região
20. SINDICOMARILIA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Marília e região
21. SINDICOSOROCABA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Sorocaba e região
22. SINDICOBOTUCATU - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Botucatu e região
23. SINDICOCAMPINAS - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Campinas e região
24. SINDICAJUNDIAI - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Jundiaí e região
25. SINDICOPIRACICABA - Sindicato dos trabalhadores nas indústrias de construção do mobiliário e montagem industrial de Piracicaba e região
26. SINDPD - Sindicato dos empregados em empresas de processamento de dados, serv comp, inform tec, inform e trab process dados, serv comp, Inform e tec inform esp.

## 14.5 - Outras informações relevantes

<b>14.5</b>	<b>Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.</b>
-------------	---

Todas as informações sobre recursos humanos foram divulgados nos itens 14.1 a 14.4.

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

Acionista						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
Detalhamento por classes de ações (Unidades)						
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
<b>State Grid Brazil Power Participações S.A.</b>						
26.002.119/0001-97	Brasileira-RJ	Não	Sim	30/11/2017		
Não						
	730.435.698	71,758043%	0	0,000000%	730.435.698	71,758043%
<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>OUTROS</b>						
	53.392.844	5,245316%	0	0,000000%	53.392.844	5,245316%
<b>AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:</b>						
	0	0,000000%	0	0,000000%	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	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
Top View Grid Investment Limited						
	Ilhas Virgens Britânicas	Não	Sim	31/07/2017		
Sim	Jiang Xiaojun		Física			
1	0,000001	0	0,000000	1	0,000001	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
TOTAL						
14.300.000.000	100,000000	0	0,000000	14.300.000.000	100,000000	

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
<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>	28/04/2017
<b>Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)</b>	14.493
<b>Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)</b>	5.668
<b>Quantidade investidores institucionais (Unidades)</b>	874

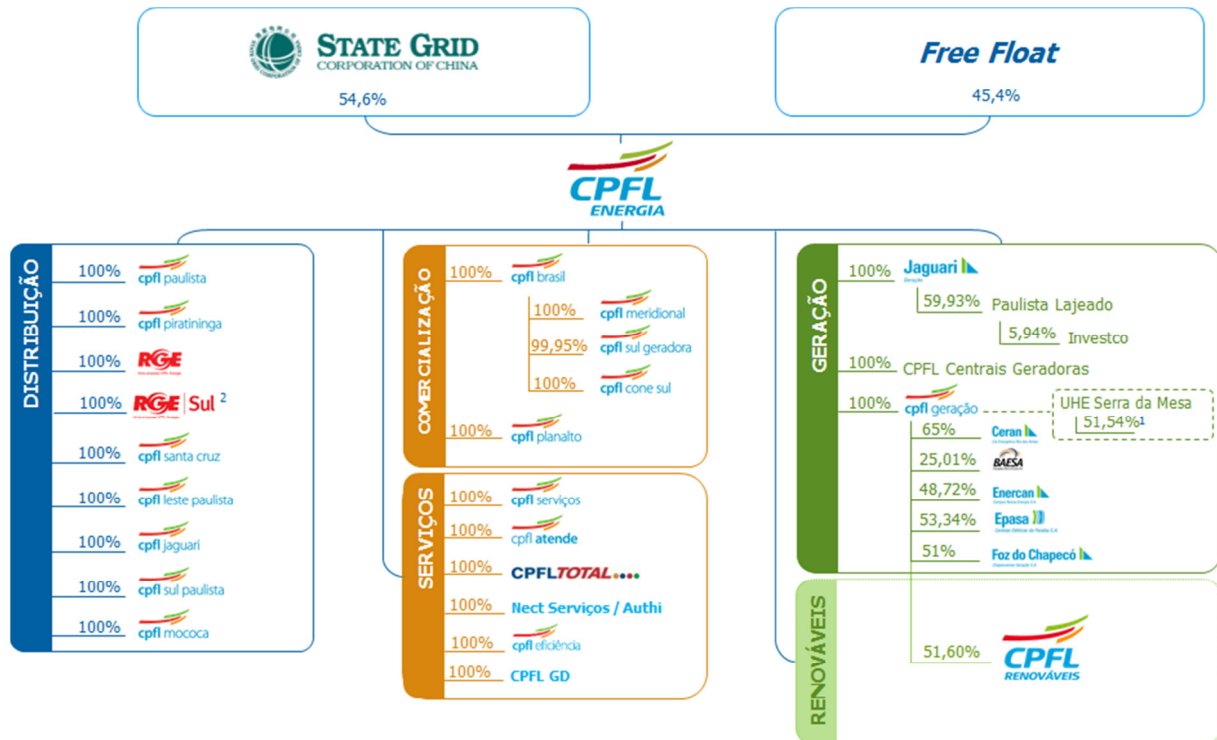
**Ações em Circulação**

*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>	53.392.655	5,245297%
<b>Quantidade preferenciais (Unidades)</b>	0	0,000000%
<b>Total</b>	53.392.655	5,245297%

## 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;

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

Mais informações sobre a composição acionária da Companhia, bem como a indicação de todos os nossos controladores diretos e indiretos, estão informados nos itens 15.1 e 15.2 deste Formulário de Referência.

### b) principais controladas e coligadas do emissor;

Apresentamos abaixo as controladas da CPFL Energia, por segmento de atuação, em 31 de dezembro de 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

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

- ✓ RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. – RGE Sul (adquirida em 31 de outubro de 2016)

**Geradoras**

- ✓ CPFL Geração de Energia S.A. – CPFL Geração
- ✓ Paulista Lajeado Energia S.A. – Paulista Lajeado
- ✓ Companhia Energética Rio das Antas – CERAN
- ✓ Energética Barra Grande S.A. – BAESA (controlada em conjunto)
- ✓ Campos Novos Energia S.A. – ENERCAN (controlada em conjunto)
- ✓ Foz do Chapecó Energia S.A. (controlada em conjunto)
- ✓ Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA (controlada em conjunto)
- ✓ CPFL Energias Renováveis S.A. – CPFL Renováveis (subsidiárias da CPFL Renováveis podem ser verificadas em seu Formulário de Referência)
- ✓ CPFL Centrais Geradoras Ltda. – CPFL Centrais Geradoras

**Comercializadoras**

- ✓ CPFL Comercialização Brasil S.A. – CPFL Brasil
- ✓ Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. – CPFL Meridional
- ✓ CPFL Comercialização Cone Sul S.A. – CPFL Cone Sul
- ✓ CPFL Planalto Ltda. – CPFL Planalto
- ✓ CPFL Brasil Varejista S.A. – CPFL Brasil Varejista
- ✓ Sul Geradora Participações S.A. – Sul Geradora

**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
- ✓ Chapecoense Geração S.A – Chapecoense (controlada em conjunto)
- ✓ CPFL Telecom S.A. – CPFL Telecom
- ✓ CPFL Transmissão Piracicaba S.A. – CPFL Transmissão Piracicaba
- ✓ CPFL Trasmissão Morro Agudo S.A. – CPFL Transmissão Morro Agudo

**c) participações do emissor em sociedades do grupo;**

## 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

Distribuição de energia	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)	Nº de municípios	Nº de consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de São Paulo	234	4.311	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz ("CPFL Piratininga")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior e litoral de São Paulo	27	1.695	30 anos	Outubro de 2028
Rio Grande Energia S.A. ("RGE")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	255	1.461	30 anos	Novembro de 2027
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE Sul") (a)	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	118	1.320	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Paraná	27	209	30 anos	Julho de 2045
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	7	58	30 anos	Julho de 2045
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	2	41	30 anos	Julho de 2045
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	5	85	30 anos	Julho de 2045
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Minas Gerais	4	47	30 anos	Julho de 2045

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis)	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Potência instalada (MW)	
					Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. ("CPFL Geração")	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo e Goiás	3 usinas hidrelétricas (b)	1.295	688
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% (e)	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
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59.93% (c)	Tocantins	1 usina hidrelétrica	903	63
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 51.60%	(d)	(d)	(d)	(d)
CPFL Centrais Geradoras Ltda. ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo e Minas Gerais	6 centrais geradoras hidrelétricas	4	4

Comercialização de energia	Tipo de sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. ("CPFL Brasil")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. ("CPFL Meridional")	Sociedade Limitada	Comercialização e prestação de serviços de energia	Indireta 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. ("CPFL Cone Sul")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda. ("CPFL Planalto")	Sociedade Limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Brasil Varejista S.A. ("CPFL Brasil Varejista")	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%

Prestação de serviços	Tipo de sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços	Direta 100%
NECT Serviços Administrativos Ltda. ("Nect")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços administrativos	Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de tele-atendimento	Direta 100%
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. ("CPFL Total")	Sociedade Limitada	Serviços de arrecadação e cobrança	Direta 100%
CPFL Eficiência Energética S.A. ("CPFL ESCO")	Sociedade por ações de capital fechado	Gestão em eficiência energética	Direta 100%
TI Nect Serviços de Informática Ltda. ("Authi")	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de informática	Direta 100%
CPFL GD S.A. ("CPFL GD")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de geração	Indireta 100%

## 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

Outras	Tipo de sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Jaguariúna Participações Ltda ("CPFL Jaguariúna")	Sociedade Limitada	Sociedade de participação	Direta 100%
CPFL Jaguarí de Geração de Energia Ltda ("Jaguarí Geração")	Sociedade Limitada	Sociedade de participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense") (e)	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 51%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 99,95%
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%
CPFL Transmissão Piracicaba S.A. ("CPFL Transmissão Piracicaba")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
CPFL Transmissora Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%

- a) O Grupo CPFL assumiu o controle da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., anteriormente denominada AES Sul Distribuidora Gaúcha S.A., em 31 de outubro de 2016.
- b) A CPFL Geração possui 51,54% sobre a energia assegurada e potência da UHE Serra da Mesa, cuja concessão pertence a Furnas. Os empreendimentos UHE Cariobinha e UTE Carioba encontram-se desativados enquanto aguardam posicionamento do Ministério de Minas e Energia sobre o encerramento antecipado de sua concessão e não constam no quadro.
- c) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A (5,94% de participação no capital social total).
- d) 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)
- e) 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 31 de março de 2017 e 31 de dezembro de 2016 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações em 31/03/2017	
	Ordinárias	Participação %
State Grid Brazil Power Participações Ltda.	322.078.613	31,64%
ESC Energia S.A.	234.086.204	23,00%
Membros da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração	23.750	0,00%
Demais Acionistas	461.726.179	45,36%
<b>Total</b>	<b>1.017.914.746</b>	<b>100,00%</b>



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

	Quantidade de ações em	
	31/12/2016	
	Ordinárias	Participação %
Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - Previ	299.787.559	29,45%
Camargo Correa S.A.	5.897.311	0,58%
ESC Energia S.A.	234.086.204	23,00%
Bonaire Participações S.A.	1.249.386	0,12%
Energia São Paulo FIA	35.145.643	3,45%
Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros	28.056.260	2,76%
Fundação Sistel de Seguridade Social	37.070.292	3,64%
Fundação Sabesp de Seguridade Social - Sabesprev	696.561	0,07%
Fundação CESP	51.048.952	5,02%
Membros da Diretoria Executiva	34.250	0,00%
BNDES Participações S.A.	68.592.097	6,74%
Antares Holdings Ltda.	16.967.165	1,67%
Brumado Holdings Ltda.	36.497.075	3,59%
Demais Acionistas	202.785.991	19,92%
<b>Total</b>	<b>1.017.914.746</b>	<b>100,00%</b>

**e) principais sociedades sob controle comum.**

As sociedades sob controle comum são aquelas controladas direta ou indiretamente por nosso acionista controlador. Eventuais transações com estas empresas estão divulgadas no item 16.2 deste Formulário de Referência.

**15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte**

**15.5 Com relação a qualquer acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte, regulando o exercício do direito de voto ou a transferência de ações de emissão do emissor, indicar:**

- a) partes;
- b) data de celebração;
- c) prazo de vigência;
- d) descrição das cláusulas relativas ao exercício do direito de voto e do poder de controle;
- e) descrição das cláusulas relativas à indicação de administradores ou membros de comitês estatutários;
- 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.

Em 23 de janeiro de 2017 foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações datado de 02 de setembro de 2016 e celebrado entre a State Grid Brazil Power Participações Ltda., a Camargo Correa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS e a Fundação SABESP de Seguridade Social — SABESPREV, que resultou na transferência do controle da Companhia para a State Grid Brazil Power Participações Ltda. Com a operação, a State Grid Brazil Power Participações Ltda. tornou-se o único controlador da Companhia, de forma que o Acordo de Acionistas datado de 22 de março de 2002, celebrado entre os antigos controladores da Companhia, foi extinto.

## **15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor**

<b>15.6      Indicar alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor.</b>
---

Em janeiro de 2017, a State Grid Brazil Power Participações adquiriu, direta e indiretamente, o total de 556.164.817 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de aproximadamente 54,64% de seu capital votante e total. . Com a conclusão da operação, a State Grid Brazil Power Participações Ltda. tornou-se a única acionista controladora da Companhia, de forma que o antigo Acordo de Acionistas firmado entre os antigos controladores foi extinto.

**15.7 - Principais operações societárias**

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

- **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 51,60%.</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</b>	Não houve alteração no quadro acionário da CPFL Energia.

**15.7 - Principais operações societárias**

<b>da Companhia</b>	
<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.

<b>Evento</b>	<b>Reestruturação societária – CPFL Serviços e CPFL Eficiência Energética (“CPFL ESCO”)</b>
<b>Principais Condições do Negócio</b>	<p>Em 31 de outubro de 2014 foi realizada reestruturação societária com cisão dos ativos da CPFL Serviços, relacionados à prestação de serviços de locação, manutenção e operação de plantas de geração de energia com óleo diesel, firmados com consumidores livres, denominados “autoprodução”. Estes ativos foram cindidos da controlada CPFL Serviços para a controlada CPFL ESCO.</p> <p>O acervo líquido cindido da controlada CPFL Serviços, apurado na data base 31 de outubro de 2014, era de R\$ 48.154.</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 Energia</p> <p>(ii) CPFL Serviços</p> <p>(iii) CPFL ESCO</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.

- **2015**

<b>Evento</b>	<b>Reestruturação societária – CPFL Centrais Geradoras e CPFL Geração</b>
<b>Principais Condições do Negócio</b>	Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 30 de setembro de 2015, foi aprovado um aumento de capital

**15.7 - Principais operações societárias**

	<p>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</p> <p>(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.

- **2016**

<b>Evento</b>	<b>Aquisição de controle societário da AES Sul</b>
<b>Principais Condições do Negócio</b>	<p>O Grupo CPFL assinou com a AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. um acordo de aquisição integral das ações da Companhia. O acordo foi celebrado em 16 de junho de 2016 e a transação foi concluída em 31 de outubro de 2016. Conseqüentemente, a partir de 31 de outubro de 2016, data-base da aquisição, a CPFL Jaguariúna passou a deter a totalidade da participação societária direta na AES Sul, cuja razão social foi alterada para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., na mesma data.</p> <p>Como consequência, a CPFL Energia passou a deter o controle indireto da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.</p>
<b>Sociedades Envolvidas</b>	<p>(i) CPFL Jaguariúna Participações Ltda.</p> <p>(ii) AES Guaíba II Empreendimentos Ltda.</p> <p>(iii) AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (atual RGE Sul Distribuidora de Energia)</p>
<b>Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente,</b>	Não houve alteração no quadro acionário da Companhia.

**15.7 - Principais operações societárias**

<b>sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia</b>	
<b>Quadro societário antes e depois da operação</b>	<p><b>Quadro societário da RGE Sul</b></p> <p><b>Antes:</b>  <u>Controlador:</u>  AES Guaíba II Empreendimentos Ltda.  288.895 ações ordinárias (99,72%) e 87.964 ações preferenciais (99,99%).  <u>Outros:</u>  810 ações ordinárias (0,28%) e 5 ações preferenciais (0,01%)</p> <p><b>Depois:</b>  <u>Controlador:</u>  CPFL Jaguariuna Participações Ltda  289.705 ações ordinárias (100,0%) e 87.969 ações preferenciais (100,0%).</p>
<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.

- **2017**

<b>Evento</b>	<b>Alienação de controle societário da CPFL Energia</b>
<b>Principais Condições do Negócio</b>	<p>Em 23 de janeiro de 2017 foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações datado de 02 de setembro de 2016 e celebrado entre a State Grid Brazil Power Participações Ltda., a Camargo Corrêa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS e a Fundação SABESP de Seguridade Social – SABESPREV.</p> <p>Na mesma data, a State Grid Brazil Power Participações Ltda. também adquiriu 100% do capital social da ESC Energia S.A..</p> <p>Conseqüentemente, a partir desta data, a State Grid Brazil Power Participações Ltda. tornou-se o único controlador da Companhia.</p>
<b>Sociedades Envolvidas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(i) CPFL Energia</li> <li>(ii) Camargo Corrêa S.A.</li> <li>(iii) Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI</li> <li>(iv) Fundação CESP</li> <li>(v) Fundação SISTEL de Seguridade Social</li> <li>(vi) Fundação Petrobrás de Seguridade Social – PETROS</li> <li>(vii) Fundação SABESP de Seguridade Social - SABESPREV</li> </ul>

**15.7 - Principais operações societárias**

	(viii) State Grid Brazil Power Participações Ltda.
<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>	Houve alteração completa do quadro de controle da CPFL Energia, com alienação integral das ações vinculadas ao Bloco de Controle da CPFL Energia para a State Grid Brazil Power Participações Ltda., que passou a ser a única controladora da CPFL Energia.
<b>Quadro societário antes e depois da operação</b>	<p><b>Antes:</b>  <u>Controladores:</u>  Camargo Corrêa S.A. e ESC Energia S.A.  239.983.515 ações ordinárias (23,6%)  Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI  299.787.559 ações ordinárias (29,5%)  Fundação CESP  51.048.952 ações ordinárias (5,0%)  Fundação SISTEL de Seguridade Social  37.070.292 ações ordinárias (3,6%)  Fundação Petrobrás de Seguridade Social – PETROS  28.056.260 ações ordinárias (2,8%)  Fundação SABESPREV de Seguridade Social  696.561 ações ordinárias (0,1%)</p> <p><b>Depois:</b>  <u>Controlador:</u>  State Grid Brazil Power Participações Ltda.  556.164.817 ações ordinárias (54,6%), direta e indiretamente pela aquisição de 100% do capital social da ESC Energia.</p>
<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.



## 15.8 - Outras informações relevantes

<b>15.8</b>	<b>Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.</b>
-------------	---

Todas as informações sobre controle e grupo econômico foram divulgadas nos itens 15.1 a 15.7.

## 16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas

### 16. Transações com partes relacionadas

#### 16.1 Descrever as regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas, conforme definidas pelas regras contábeis que tratam desse assunto, indicando, quando houver uma política formal adotada pelo emissor, os locais em que ela pode ser consultada.

O CPC 05 (R1) Partes Relacionadas – Pronunciamento Técnico do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, aprovado pela Deliberação CVM nº 642/10, é a regra contábil que trata das divulgações necessárias sobre Partes Relacionadas nas notas explicativas às demonstrações financeiras. Adicionalmente, em atendimento ao Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBovespa, a CPFL Energia deve divulgar ao mercado informações sobre os contratos celebrados com partes relacionadas que ultrapassem o limite estabelecido pelo Regulamento.

A Companhia realiza transações com partes relacionadas durante o curso normal de suas operações e atividades. Em atendimento aos requerimentos acima estabelecidos e preservando seu compromisso com a defesa e a criação de valor em sintonia com as melhores práticas de governança corporativa, a Companhia possui mecanismos internos para acompanhamento e controle das transações envolvendo Partes Relacionadas.

Até a Assembleia Geral Extraordinária realizada em 28 de abril de 2017, o Estatuto Social da Companhia previa, em seu Art. 17 alínea "m", que estava sujeita à aprovação do Conselho de Administração a celebração de contratos pela Companhia com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 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 Companhia aprovada na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 28 de abril de 2017, esse limite foi alterado para R\$ 11.913.000,00 (onze milhões, novecentos e treze mil reais) (conforme atualizado pelo IGP-M)

Para assessorar o Conselho de Administração em assuntos relacionados à Companhia, às suas controladas e suas coligadas, foi criado o Comitê de Partes Relacionadas, órgão consultivo composto por três membros, dos quais um membro é considerado independente. O Comitê deve se reunir mediante solicitação do Conselho de Administração sempre que houver necessidade de análise e opinião sobre as matérias de sua competência.

Compete ao Comitê de Partes Relacionadas assessorar o Conselho de Administração nos seguintes temas que envolvem transações com partes relacionadas:

(i) Avaliação do processo de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços cujo valor de contratação seja igual ou superior ao valor mínimo de competência do Conselho de Administração para contratos que envolvam Parte(s) Relacionada(s), conforme previsto no Estatuto Social da CPFL, garantindo que sejam observadas condições de mercado; e

(ii) Avaliação do processo de fechamento de contrato(s) de compra e/ou venda de energia para Parte(s) Relacionada(s), cujo valor de contratação seja igual ou superior ao valor mínimo de competência do Conselho de Administração para contratos que envolvam Parte(s) Relacionada(s), conforme previsto no Estatuto Social da CPFL, garantindo que sejam observadas condições de mercado.

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

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Expansion Transmissão de Energia Elétrica S.A.	01/01/2017	4.740.128,54	R\$ 4.325,32	R\$ 4.325,32	Indeterminado	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão 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						
<b>Especificar</b>							
Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S.A.	01/01/2017	1.968.729,26	R\$ 0,00	R\$ 0,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão 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						
<b>Especificar</b>							
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A.	01/01/2017	2.714.717,59	R\$ 131.918,81	R\$ 131.918,81	Indeterminado	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão de energia						
<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>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						
<b>Especificar</b>							
Iracema Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	720.427,14	R\$ 6.556,00	R\$ 6.556,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão 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						
<b>Especificar</b>							
Itumbiara Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	5.373.314,52	R\$ 4.893,21	R\$ 4.893,21	Indeterminado	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão 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						
<b>Especificar</b>							
Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A.	01/01/2017	822.825,01	R\$ 39.840,66	R\$ 39.840,66	Indeterminado	NÃO	0,000000

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

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão 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						
<b>Especificar</b>							
Linhas de Transmissão do Itatim S.A.	01/01/2017	1.533.574,68	R\$ 13.696,00	R\$ 13.696,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão 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						
<b>Especificar</b>							
Linhas de Xingu Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	3.475.271,76	R\$ 170.343,76	R\$ 170.343,76	Indeterminado	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão 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>							
Luziania Niquelandia Transmissora S.A.	01/01/2017	112.822,52	R\$ 0,00	R\$ 0,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão 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						
<b>Especificar</b>							
Marechal Rondon Transmissora de Energia S.A	01/01/2017	1.590.207,26	R\$ 72.110,32	R\$ 72.110,32	Indeterminado	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão 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						
<b>Especificar</b>							
Matrincha Transmissora de Energia (TP Norte) S.A	01/01/2017	5.344.544,55	R\$ 267.916,01	R\$ 267.916,01	Indeterminado	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão de energia						
<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>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						
<b>Especificar</b>							
Paranaíba Transmissora de Energia S.A	01/01/2017	1.313.686,46	R\$ 140.724,60	R\$ 140.724,60	Indeterminado	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão 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						
<b>Especificar</b>							
Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	1.206.728,56	R\$ 10.914,00	R\$ 10.914,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão 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						
<b>Especificar</b>							
Porto Primavera Transmissora de Energia S.A	01/01/2017	2.161.417,69	R\$ 0,00	R\$ 0,00	Indeterminado	NÃO	0,000000

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

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão 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						
<b>Especificar</b>							
Ribeirão Preto Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	947.737,23	R\$ 8.620,00	R\$ 8.620,00	Indeterminado	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão 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						
<b>Especificar</b>							
Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	3.856.785,91	R\$ 49.203,00	R\$ 49.203,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão 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>							
Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	1.105.064,36	R\$ 10.051,00	R\$ 10.051,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão 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						
<b>Especificar</b>							
BAESA - Energética Barra Grande	29/06/2006	26.322.752,46	R\$ 7.588.269,41	R\$ 7.588.269,41	31/12/2038	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Empreendimento controlado em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Compra e venda de energia						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de constituição de garantias						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						
<b>Especificar</b>							
Foz do Chapecó Energia	18/10/2002	187.693.266,17	R\$ 36.035.351,13	R\$ 36.035.351,13	31/12/2041	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Empreendimento controlado em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Compra e venda de energia						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de constituição de garantias						

**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>	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						
<b>Especificar</b>							
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	14/01/2008	53.446.683,29	R\$ 7.835.565,86	R\$ 7.835.565,86	31/12/2024	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Empreendimentos controlados em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Compra e venda de energia						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de constituição de garantia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						
<b>Especificar</b>							
ENERCAN - Campos Novos Energia	18/10/2002	135.650.776,53	R\$ 50.943.949,62	R\$ 50.943.949,62	31/12/2027	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Empreendimento controlado em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Compra e venda de energia						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de constituição de garantia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						
<b>Especificar</b>							
BAESA - Energética Barra Grande	01/06/2015	777.133,30	R\$ 223.532,55	R\$ 223.532,55	31/05/2019	NÃO	0,000000

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

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Relação com o emissor</b>	Empreendimento controlado em conjunto						
<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>							
Foz do Chapecó Energia	01/09/2013	780.734,56	R\$ 0,00	R\$ 0,00	31/08/2017	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Empreendimento controlado em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Serviços de Operação e Manutenção e Representação junto à CCEE						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Credor						
<b>Especificar</b>							
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	13/02/2014	618.619,13	R\$ 949.076,28	R\$ 949.076,28	28/02/2015	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Empreendimento controlado em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Centro de serviços compartilhados						
<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>	Credor						

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

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Especificar</b>							
ENERCAN - Campos Novos Energia	01/06/2015	819.796,58	R\$ 151.740,48	R\$ 151.740,48	31/05/2019	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Empreendimento controlado em conjunto						
<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>							
Acionistas não controladores da CPFL Renováveis	30/04/2012	434.000,00	R\$ 9.340.000,00	R\$ 9.340.000,00	A ser liquidado como abatimento de dividendos a pagar, no momento em que a SPE distribuir lucro a seus acionistas.	SIM	8,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Influência significativa						
<b>Objeto contrato</b>	Contrato de Mútuo						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	Concessão de financiamento para que o acionista não controlador pudesse integralizar sua parcela de capital subscrito nas SPEs (em decorrência dos aumentos de capital pela CPFL Renováveis), evitando que sua participação acionária fosse diluída. A remuneração é de 8% a.a. + IGP-M.						
<b>Posição contratual do emissor</b>	Credor						
<b>Especificar</b>							
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	28/03/2013	327.379,80	R\$ 0,00	R\$ 0,00	16/01/2017	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>	Empreendimento controlado em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Contrato de Mútuo						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	Contrato de mútuo realizado com a entidade controlada em conjunto para financiamento de suas operações. A remuneração é de 113,5% do CDI.						
<b>Posição contratual do emissor</b>	Credor						
<b>Especificar</b>							
BAESA - Energética Barra Grande	31/12/2016	0,00	R\$ 89.445,74	R\$ 89.445,74	06/07/2017	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Empreendimento controlado em conjunto						
<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>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Credor						
<b>Especificar</b>							
ENERCAN - Campos Novos Energia	31/12/2013	0,00	R\$ 13.423.588,91	R\$ 13.423.588,91	A serem pagos quando houver suficiência de caixa.	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Empreendimento controlado em conjunto						
<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>							

**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>	Credor						
<b>Especificar</b>							
Instituto CPFL	31/01/2017	2.138.100,34	R\$ 0,00	R\$ 0,00	Não aplicável	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Influência significativa						
<b>Objeto contrato</b>	Contribuições associativas						
<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						
<b>Especificar</b>							
BAESA - Energética Barra Grande	20/08/2012	708.372,90	R\$ 708.372,90	R\$ 708.372,90	20/08/2015	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Empreendimento controlado em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Adiantamentos relacionados a projeto de P&D						
<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						
<b>Especificar</b>							
Foz do Chapecó Energia	20/08/2012	1.003.946,07	R\$ 1.003.946,07	R\$ 1.003.946,07	20/08/2015	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Empreendimento controlado em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Adiantamentos relacionados a projeto de P&D						

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

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<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						
<b>Especificar</b>							
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	20/08/2012	451.320,44	R\$ 451.320,44	R\$ 451.320,44	20/08/2015	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Empreendimento controlado em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Adiantamentos relacionados a projeto de P&D						
<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						
<b>Especificar</b>							
ENERCAN - Campos Novos Energia	20/08/2012	1.240.192,37	R\$ 1.240.192,37	R\$ 1.240.192,37	20/08/2015	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Empreendimento controlado em conjunto						
<b>Objeto contrato</b>	Adiantamentos relacionados a projeto de P&D						
<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						
<b>Especificar</b>							
Araraquara Transmissora de Energia S.A	01/01/2017	808.385,05	R\$ 6.833,00	R\$ 6.833,00	Indeterminado	NÃO	0,000000

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

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão 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						
<b>Especificar</b>							
Atlântico - Concessionária de Transmissão de Energia Do Brasil S.A.	01/01/2017	121.235,68	R\$ 0,00	R\$ 0,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão 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						
<b>Especificar</b>							
Catxerê Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	1.728.348,29	R\$ 15.553,00	R\$ 15.553,00	Indeterminado	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Entidades sob controle comum						
<b>Objeto contrato</b>	Encargos de transmissão de energia						
<b>Garantia e seguros</b>	N/A						
<b>Rescisão ou extinção</b>	N/A						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							



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

<b>Parte relacionada</b>	<b>Data transação</b>	<b>Montante envolvido (Reais)</b>	<b>Saldo existente</b>	<b>Montante (Reais)</b>	<b>Duração</b>	<b>Empréstimo ou outro tipo de dívida</b>	<b>Taxa de juros cobrados</b>
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						
<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**

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, a Companhia 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 Companhia 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 Companhia aprovada na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 28 de abril de 2017, esse limite foi alterado, em razão do que do Art. 17 alínea "m" do Estatuto Social da Companhia passou a prever que o Conselho de Administração tem por atribuição autorizar prévia e expressamente a celebração de contratos pela Companhia ou pelas sociedades direta ou indiretamente controladas com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 11.913.000,00 (onze milhões, novecentos e treze mil reais) (conforme corrigido pelo IGP-M).

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

Por prática interna de governança corporativa, as operações envolvendo Partes Relacionadas aos acionistas são, previamente à deliberação do Conselho de Administração, submetidas ao Comitê de Partes Relacionadas, órgão de assessoramento do Conselho cuja atribuição é examinar e manifestar opinião sobre o atendimento a práticas usuais de mercado nas transações com Partes Relacionadas aos Acionistas Controladores da CPFL Energia. Neste sentido, de acordo com as competências que lhe foram atribuídas pelo Conselho de Administração, cabe ao Comitê de Partes Relacionadas avaliar (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 CPFL Energia e suas sociedades controladas com acionistas da CPFL Energia, evitando eventuais conflitos de interesse, o acionista controlador forneceu à Companhia uma lista atualizada de empresas afiliadas consideradas Partes Relacionadas. Com base nessa lista, a Companhia identifica as transações com Partes Relacionadas e previamente à submissão para deliberação do Conselho de Administração, o Comitê de Partes Relacionadas se manifesta sobre o atendimento às práticas usuais de mercado.

Algumas de nossas sociedades controladas também estão sujeitas às regras da ANEEL. Nesse contexto, a Resolução Normativa ANEEL nº 699/2016 dispõe que determinados atos e negócios jurídicos entre concessionárias, permissionárias, autorizadas e suas partes relacionadas estão sujeitos a controles prévio ou a *posteriori* da ANEEL, dependendo do caso concreto.

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

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

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

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 - Outras informações relevantes

<b>16.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes</b>
---

### **Item 16.2 – Transações com partes relacionadas**

Conta corrente e aplicação financeira - Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.

Taxas de Arrecadação - O pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante débito da conta corrente da distribuidora no banco relacionado. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão. Os montantes apresentados referem-se ao valor anual pago às instituições financeiras, no exercício de 2016 (para a RGE Sul, foi considerado apenas o valor pago nos meses de novembro e dezembro de 2016).

**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>				
29/04/2016	5.741.284.174,75		1.017.914.746	0	1.017.914.746
<b>Tipo de capital</b>	<b>Capital Subscrito</b>				
29/04/2016	5.741.284.174,75		1.017.914.746	0	1.017.914.746
<b>Tipo de capital</b>	<b>Capital Integralizado</b>				
29/04/2016	5.741.284.174,75		1.017.914.746	0	1.017.914.746
<b>Tipo de capital</b>	<b>Capital Autorizado</b>				
28/04/2006	0,00		500.000.000	0	500.000.000

**17.2 - Aumentos do capital social**

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferenciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
29/04/2015	Assembleia Geral Extraordinária	29/04/2015	554.887.598,45	Subscrição particular	30.739.955	0	30.739.955	3,19451078	18,05	R\$ por Unidade
<b>Critério para determinação do preço de emissão</b>		Média histórica dos últimos 30 pregões até 13 de março de 2015, considerando a volatilidade do período, do valor de cotação das ações em bolsa.								
<b>Forma de integralização</b>		Capitalização da reserva de lucros (reserva estatutária de reforço de capital de giro).								
29/04/2016	Assembleia Geral Extraordinária	29/04/2016	392.972.219,68	Subscrição particular	24.900.531	0	24.900.531	2,50757045	15,78	R\$ por Unidade
<b>Critério para determinação do preço de emissão</b>		Média histórica dos últimos 30 pregões até 29 de fevereiro de 2016, considerando a volatilidade do período, do valor de cotação das ações em bolsa.								
<b>Forma de integralização</b>		Capitalização da reserva de lucros (reserva estatutária de reforço de capital de giro).								

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

Data aprovação	Quantidade de ações antes da aprovação (Unidades)			Quantidade de ações depois da aprovação (Unidades)		
	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações	Quantidade ações ordinárias	Quantidade ações preferenciais	Quantidade total ações
<b>Bonificação</b>						
29/04/2015	962.274.260	0	962.274.260	993.014.215	0	993.014.215
<b>Bonificação</b>						
29/04/2016	993.014.215	0	993.014.215	1.017.914.746	0	1.017.914.746

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

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

Não houve redução de capital nos últimos 3 exercícios sociais.



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

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

**18.1 - Direitos das ações**

<b>Espécie de ações ou CDA</b>	<b>Ordinária</b>
<b>Tag along</b>	100,000000
<b>Direito a dividendos</b>	Conforme artigo 28 do Estatuto Social, a companhia distribuirá, em cada exercício social, no mínimo 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos do artigo 202 da Lei n.º 6.404/76.
<b>Direito a voto</b>	Pleno
<b>Conversibilidade</b>	Não
<b>Direito a reembolso de capital</b>	Não
<b>Restrição a circulação</b>	Não
<b>Resgatável</b>	Não
<b>Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate</b>	
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, nem o Estatuto Social, tampouco as deliberações adotadas pelos acionistas em Assembleias Gerais de sociedade por ações podem privar os acionistas dos seguintes direitos: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Direito a participar da distribuição dos lucros;</li> <li>• Direito a participar, na proporção da sua participação no capital social, da distribuição de quaisquer ativos remanescentes na hipótese de liquidação da Companhia;</li> <li>• Direito de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição, exceto em determinadas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações;</li> <li>• Direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei das Sociedades por Ações, a gestão dos negócios sociais;</li> <li>• Direito a retirar-se da Companhia, nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações.</li> </ul>
<b>Outras características relevantes</b>	Não há outras informações relevantes que não tenham sido abrangidas pelos itens anteriores.

---

## **18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública**

### **18.2 Descrever, se existirem, as regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública.**

Com relação à obrigação de realização de oferta pública, o Art. 34 do Estatuto Social da Companhia estabelece que, conforme mencionado no item 18.1 acima, na hipótese de alienação de controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratado, sob a condição suspensiva ou resolutiva, que o adquirente se obrigue a efetivar a oferta pública de aquisição das ações dos demais acionistas minoritários da Companhia, observando as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento de Listagem do Novo Mercado, de forma a assegurar-lhes tratamento igualitário àquele dado ao acionista controlador alienante. O Parágrafo Único do referido artigo dispõe, ainda, que a oferta pública será exigida, ainda: (i) quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na alienação do controle da Companhia; ou (ii) em caso de alienação do controle de sociedade que detenha o poder de controle da Companhia, sendo que, neste caso, o acionista controlador alienante ficará obrigado a declarar à BM&FBOVESPA o valor atribuído à Companhia nessa alienação e anexar documentação que comprove esse valor. Nos termos do Artigo 35 do Estatuto Social, aquele que adquirir o poder de controle, em razão de contrato particular de compra de ações celebrado com o acionista controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, estará obrigado a: (i) efetivar a oferta pública referida Artigo 34 do Estatuto Social; e (ii) pagar, nos termos a seguir indicados, quantia equivalente à diferença entre o preço da oferta pública e o valor pago por ação eventualmente adquirida em bolsa nos 6 meses anteriores à data da aquisição do poder de controle, devidamente atualizado até a data do pagamento. Referida quantia deverá ser distribuída entre todas as pessoas que venderam ações da Companhia nos pregões em que o adquirente realizou as aquisições, proporcionalmente ao saldo líquido vendedor diário de cada uma, cabendo à BM&FBOVESPA operacionalizar a distribuição, nos termos de seus regulamentos. Os Artigos 35 a 37 do Estatuto Social dispõem sobre determinados procedimentos relacionados à alienação de controle e realização da respectiva oferta pública de ações.

Conforme disposto no Art. 38 do Estatuto Social, na hipótese do cancelamento de registro da CPFL Energia como companhia aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários – CVM, na oferta pública de aquisição de ações, o preço mínimo a ser ofertado deverá corresponder ao Valor Econômico apurado por laudo de avaliação elaborado por instituição ou empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia, de seus Administradores e/ou do(s) Acionista(s) Controlador(es), além de satisfazer os requisitos do § 1º do Artigo 8º da Lei nº 6.404/76, e conter a responsabilidade prevista no Parágrafo 6º desse mesmo Artigo. A escolha da instituição ou empresa especializada responsável pela determinação do Valor Econômico da Companhia é de competência privativa da Assembleia Geral, a partir da apresentação, pelo conselho de administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação (desconsiderando votos em branco), ser tomada pela maioria dos votos dos acionistas representantes das Ações em Circulação presentes, que, se instalada em primeira convocação, deverá contar com a presença de, no mínimo, 20% do total de Ações em Circulação, ou que, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das Ações em Circulação. Obedecidos os demais termos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da BM&FBOVESPA, do Estatuto Social e da legislação vigente, a oferta pública para cancelamento de registro poderá prever também a permuta por valores mobiliários de outras companhias abertas, a ser aceita a critério do ofertado.

Na hipótese da CPFL Energia sair do Novo Mercado, estabelece o Art. 40 do Estatuto Social que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Novo Mercado, ou em virtude de operação de reorganização societária, na qual a sociedade resultante dessa reorganização não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Novo Mercado no prazo de 120 dias contados da data da Assembleia Geral que aprovou a referida operação, o Acionista Controlador deverá efetivar oferta pública de aquisição das ações pertencentes aos demais acionistas da Companhia, no mínimo, pelo respectivo Valor Econômico. Ainda que não haja acionista controlador, a saída da Companhia do Novo Mercado estará condicionada à realização de oferta pública de aquisição de ações nas mesmas condições. Também a saída da Companhia do Novo Mercado em razão de descumprimento de obrigações constantes do Regulamento do Novo Mercado

**18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública**

está condicionada à efetivação de oferta pública de ações. Os Artigos 40 a 42 do Estatuto Social dispõem sobre determinados procedimentos relacionados à saída da Companhia do Novo Mercado e à realização da respectiva oferta pública de ações.

**18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto**

<b>18.3</b> <b>Descrever exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto.</b>
---

Não há.

**18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados****Exercício social 31/12/2016**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/03/2016	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	28.277.000	20,30	13,87	R\$ por Unidade	16,63
30/06/2016	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	36.775.000	20,81	18,15	R\$ por Unidade	19,41
30/09/2016	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	41.496.000	24,32	20,56	R\$ por Unidade	23,12
31/12/2016	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	48.885.000	25,21	23,60	R\$ por Unidade	24,42

**Exercício social 31/12/2015**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/03/2015	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	22.822.000	20,46	16,56	R\$ por Unidade	18,16
30/06/2015	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	28.844.000	21,20	18,69	R\$ por Unidade	19,98
30/09/2015	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	23.387.000	19,81	14,17	R\$ por Unidade	17,23
31/12/2015	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	21.983.000	16,71	14,51	R\$ por Unidade	15,59

**Exercício social 31/12/2014**

Trimestre	Valor Mobiliário	Espécie	Classe	Mercado	Entidade administrativa	Volume financeiro negociado (Reais)	Valor maior cotação (Reais)	Valor menor cotação (Reais)	Fator cotação	Valor média cotação (Reais)
31/03/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	26.073.000	18,87	15,42	R\$ por Unidade	17,55
30/06/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	24.466.000	20,83	17,70	R\$ por Unidade	19,17
30/09/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	18.500.000	22,74	19,11	R\$ por Unidade	20,57
31/12/2014	Ações	Ordinária		Bolsa	BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros	21.177.000	20,18	17,18	R\$ por Unidade	18,65

**18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil**

<b>Valor mobiliário</b>	<b>Debêntures</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	3ª emissão da CPFL Brasil
<b>Data de emissão</b>	20/10/2016
<b>Data de vencimento</b>	20/10/2020
<b>Quantidade (Unidades)</b>	40.000
<b>Valor nominal global (Reais)</b>	400.000.000,00
<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>	Vide mais detalhes item 18.12.
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	Vide mais detalhes item 18.12.
<b>Outras características relevantes</b>	Vide mais detalhes item 18.12.
-----	
<b>Valor mobiliário</b>	<b>Debêntures</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	1ª emissão da CPFL Santa Cruz
<b>Data de emissão</b>	09/06/2011
<b>Data de vencimento</b>	09/06/2018
<b>Quantidade (Unidades)</b>	650
<b>Valor nominal global (Reais)</b>	65.000.000,00
<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>	Vide mais detalhes item 18.12.
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	Vide mais detalhes item 18.12.
<b>Outras características relevantes</b>	Vide mais detalhes item 18.12.
-----	
<b>Valor mobiliário</b>	<b>Nota Comercial</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	1ª emissão da CPFL Serviços
<b>Data de emissão</b>	28/06/2017

**18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil**

<b>Data de vencimento</b>	28/06/2018
<b>Quantidade (Unidades)</b>	45
<b>Valor nominal global (Reais)</b>	45.000.000,00
<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>	Vide mais detalhes no item 18.12.
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	Vide mais detalhes no item 18.12.
<b>Outras características relevantes</b>	Vide mais detalhes no item 18.12.

<b>Valor mobiliário</b>	<b>Debêntures</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	5ª emissão da CPFL Energia
<b>Data de emissão</b>	20/10/2016
<b>Data de vencimento</b>	20/10/2020
<b>Quantidade (Unidades)</b>	62.000
<b>Valor nominal global (Reais)</b>	620.000.000,00
<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>	Vide mais detalhes item 18.12.
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	Vide mais detalhes item 18.12.
<b>Outras características relevantes</b>	Vide mais detalhes item 18.12.



**18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação****18.6 Indicar os mercados brasileiros nos quais valores mobiliários do emissor são admitidos à negociação.**

As ações ON (CPFE3) da CPFL Energia são admitidas à negociação na BM&FBOVESPA sob a sigla "CPFE3".

As debêntures da CPFL Energia e das controladas são admitidas à negociação no mercado secundário, no CETIP21 - Títulos e Valores Mobiliários ("CETIP21") operacionalizado pela CETIP, com os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CETIP e/ou no Sistema de Negociação BOVESPA FIX, administrado pela BM&FBOVESPA, com os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CBLC.

## 18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros

**18.7 Em relação a cada classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros, indicar:**

<b>Informação</b>	<b>ON</b>
<b>País</b>	Estados Unidos da América (EUA)
<b>Mercado</b>	Bolsa de Valores
<b>Entidade administradora do mercado no qual os valores mobiliários são admitidos à negociação</b>	New York Stock Exchange (NYSE)
<b>Data de admissão à negociação</b>	29/09/2004
<b>Segmento de negociação</b>	ADR Nível III
<b>Data de início de listagem no segmento de negociação</b>	29/09/2004
<b>Percentual do volume de negociações no exterior em relação ao volume total de negociações de cada classe e espécie no último exercício</b>	Em 2016, 29,7% do volume diário total correspondia ao volume diário negociado na NYSE.
<b>Proporção de certificados de depósito no exterior em relação a cada classe e espécie de ações;</b>	Posição em 31/12/2016 é de 15.368.656 ADRs equivalentes a 30.737.311 Ações ON (posição acionária do banco depositário dos ADRs corresponde a 3,0% do total das ações).
<b>Banco depositário</b>	Citibank N.A.
<b>Instituição custodiante</b>	Banco do Brasil S.A.

## **18.8 - Títulos emitidos no exterior**

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

Não houve títulos emitidos no exterior nos últimos três exercícios sociais.

**18.9 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor**

**18.9 Descrever as ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor.**

Nos últimos três exercícios sociais, não ocorreu nenhuma oferta pública de ações do emissor, seja ela primária ou secundária.

Nos últimos três exercícios sociais houve a 5ª emissão das debêntures da CPFL Energia, a 3ª emissão das debêntures da controlada direta CPFL Brasil e a 1ª emissão de notas promissórias comerciais da CPFL Serviços, cujos detalhes estão descritos nos itens 18.5, 18.10 e 18.12 deste Formulário de Referência. Informações sobre valores mobiliários das controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração, RGE, RGE Sul e CPFL Renováveis estão disponíveis em seus Formulários de Referência.

**18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios****18.10 Caso o emissor tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários, indicar:**

- a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados*
- b) se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição*
- c) caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios*

O emissor não realizou oferta pública de distribuição de valores mobiliários em 2014 e 2015.

A Companhia emitiu, no quarto trimestre de 2016, 62.000 debêntures, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, em série única, da espécie quirografária, com vencimento em outubro de 2020. As debêntures foram subscritas e integralizadas pela CPFL Energia no montante de R\$ 620.000.

A CPFL Brasil emitiu, no quarto trimestre de 2016, 40.000 debêntures, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, em série única, da espécie quirografária, com vencimento em outubro de 2020. As debêntures foram subscritas e integralizadas pela CPFL Brasil no montante de R\$ 400.000.

Para ambas as emissões de 2016, os recursos obtidos foram destinados para a aquisição de participação acionária na AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A, atualmente denominada RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

A CPFL Serviços emitiu, no segundo trimestre de 2017, 45 notas promissórias comerciais, de série única, da espécie quirografária, com vencimento em junho de 2018. As notas promissórias comerciais foram subscritas e integralizadas pela CPFL Serviços no montante de R\$ 45.000. Os recursos obtidos foram destinados para reforço de capital de giro da CPFL Serviços.

**18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros**

<b>18.11 Descrever as ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiro.</b>
---

Não houve nenhuma oferta pública de ações, seja ela primária ou secundária, nos últimos três exercícios sociais.

**18.12 - Outras informações relevantes****18.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

As informações a respeito dos valores mobiliários das controladas diretas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração, RGE, RGE Sul e CPFL Renováveis estão divulgadas no Formulário de Referência apresentado por estas empresas.

**Debêntures: 1ª emissão da CPFL Santa Cruz****Hipótese e cálculo do valor de resgate:**

A partir do 36º mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total das Debêntures. O Resgate Antecipado será operacionalizado da seguinte forma: (i) por meio de comunicação enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário e aos Debenturistas com antecedência de 10 dias úteis da data prevista para o Resgate Antecipado, a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (a) a data para o resgate integral das Debêntures e o efetivo pagamento aos Debenturistas; (b) o Preço de Resgate, conforme abaixo definido; e (c) as demais informações consideradas relevantes pela Emissora para conhecimento dos Debenturistas; (ii) o valor a ser pago aos Debenturistas a título de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário não amortizado, acrescido da Remuneração devida e ainda não paga até a data de Resgate Antecipado, calculada nos termos da Escritura de Emissão, devendo ainda incidir sobre este valor prêmio nos seguintes percentuais.

Período de resgate antecipado	Percentual do prêmio (sobre o saldo devedor a ser resgatado)
de 09 de junho de 2014, exclusive, até 09 de dezembro de 2014, inclusive	1,33%
de 09 de dezembro de 2014, exclusive, até 09 de dezembro de 2015, inclusive	1,32%
de 09 de dezembro de 2015, exclusive, até 09 de dezembro de 2016, inclusive	1,25%
de 09 de dezembro de 2016, exclusive, até 09 de dezembro de 2017, inclusive	0,95%
de 09 de dezembro de 2017, exclusive, até 09 de junho de 2018, inclusive	0,73%

**Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:** Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em Assembleia Geral a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos titulares de Debêntures.

A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em circulação, ou pela CVM.

A Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de titulares de Debêntures que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, com qualquer número.

Cada Debênture conferirá a seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, sendo admitida à constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos titulares de Debêntures as informações que lhe forem solicitadas.

As alterações relativas (i) à Remuneração das Debêntures, ou às datas de pagamento da Remuneração, (ii) ao prazo de vencimento das Debêntures e/ou (iii) aos eventos de vencimento antecipado previstos na Escritura de Emissão, deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente, por Debenturistas que representem 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação.

Toda e qualquer alteração nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão e não expressamente mencionada, inclusive a alterações nos Índices e Limites, dependerá da aprovação de Debenturistas que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures.

**Outras características relevantes:****Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:**

## 18.12 - Outras informações relevantes

**Condições de vencimento antecipado:** (a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 50.000.000,00, ressalvada a hipótese da Emissora e da Garantidora ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado; (b) alteração do atual controle da Emissora ou da Garantidora sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora ou Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação, ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Emissora<sup>14</sup>; (c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ mantenham, individualmente, ou em conjunto, nos termos definidos pelo acordo de acionistas da Garantidora em vigor nesta data, a maioria das ações vinculadas ao bloco de controle<sup>15</sup>; (d) realização de redução de capital social da Emissora e/ou Garantidora, após a data de assinatura da Escritura de Emissão, sem que haja anuência prévia dos titulares das Debêntures, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações; (e) proposta pela Emissora e/ou Garantidora, ou por qualquer de suas subsidiárias, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Emissora e/ou Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora ou pela Garantidora; (f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora, suas subsidiárias e/ou Garantidora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$ 50.000.000,00, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias em juízo; (g) falta de cumprimento pela Emissora e/ou Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Emissora e/ou Garantidora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário; (h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora, suas subsidiárias e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Emissora, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora no prazo de 30 dias corridos; (i) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas previstas na Escritura de Emissão; (j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou Garantidora caso a Emissora e/ou Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão; (k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou Garantidora em valor agregado igual ou superior a R\$ 50.000.000,00, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 dias corridos da data estipulada para pagamento; (l) não observância pela Garantidora por 2 semestres consecutivos dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão calculados e verificados pelo Agente Fiduciário, com base nas informações financeiras consolidadas da Garantidora referentes a um período de 12 (doze) últimos meses, ao final de cada semestre, em até 15 dias após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras da Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures ("Índices Financeiros"): (i) relação entre Dívida Líquida Consolidada da Garantidora e EBITDA consolidado da Garantidora menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" o endividamento consolidado oneroso total menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras consolidadas da Garantidora. Está excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp ("Funcesp") e considera-se como EBITDA da Garantidora, (i) o lucro da Garantidora

<sup>14</sup> Visando obter anuência prévia dos debenturistas para a alteração do controle da Companhia, foi realizada uma Assembleia Geral de Debenturistas em 24 de outubro de 2016 para alteração das cláusulas de vencimento antecipado, de forma que tal cláusula não seja ativada caso a State Grid Corporate of China ou quaisquer entidades por ela controladas ou controladas em conjunto façam parte do bloco de controle majoritário da CPFL Energia.

<sup>15</sup> Idem.



## 18.12 - Outras informações relevantes

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 fechamento de cada semestre, e (ii) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA consolidado da Garantidora, de acordo com a definição do item (i) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) nos últimos 12 meses pela(s) empresa(s) adquirida(s) (“EBITDA Histórico”); (ii) relação entre EBITDA da Garantidora e Resultado Financeiro da Garantidora maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como “Resultado Financeiro” da Garantidora, a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao fechamento de cada semestre, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos deste cálculo os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à entidade de previdência privada, bem como variações cambiais e monetárias sobre dívidas e caixa, e por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Garantidora, mas apenas registro contábil. (m) transformação da Emissora ou Garantidora em sociedade limitada; (n) perda, não renovação ou cassação, por qualquer motivo, das concessões de uma ou mais subsidiárias da Garantidora, exceto no caso de não renovação da concessão pela (i) Emissora, (ii) CPFL Leste Paulista, (iii) CPFL Sul Paulista; (iv) CPFL Mococa; e (v) CPFL Jaguari; e (o) descumprimento da obrigação de realizar o Resgate Antecipado Obrigatório. Os eventos a que se referem os subitens (f), (g), (h), (i) e (k) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins da Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, após o final do prazo de 30 (trinta) dias ou, especificamente para o item (i), o prazo de 2 (dois) dias, neles referidos. Para os fins da Escritura de Emissão, “Data de Vencimento Antecipado” será qualquer uma das seguintes datas: (i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k), (m) e/ou (o) acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente declarar o vencimento antecipado das Debêntures, por meio de notificação enviada à Emissora e à Garantidora; e (ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (j), (l) e/ou (n), a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturistas, se tal Assembleia Geral aprovar o vencimento antecipado das Debêntures. A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k), (m) e/ou (o) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta ao respectivo Debenturista, ficando o vencimento condicionado à entrega de notificação nesse sentido, pelo Agente Fiduciário à Emissora e à Garantidora. Na ocorrência dos demais eventos previstos acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 05 (cinco) dias úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas, para deliberar sobre o eventual Vencimento Antecipado das Debêntures. A Assembleia Geral de Debenturistas a que se refere este item deverá ser realizada no prazo de 15 (quinze) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, que hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro dia útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas nos termos da primeira convocação. Na Assembleia Geral de Debenturistas mencionada acima, que será instalada de acordo com os procedimentos e *quorum* previsto na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão, os Debenturistas poderão optar, desde que por deliberação de titulares que representem no mínimo 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. Exclusivamente em relação ao evento de vencimento antecipado indicado na alínea (b) acima, no prazo compreendido entre a Data de Emissão até 24º (vigésimo quarto) mês seguinte a esta data, inclusive, a deliberação pela não declaração do vencimento antecipado das Debêntures deverá ser aprovado por, no mínimo, 81% (oitenta e um por cento) dos titulares das Debêntures em Circulação. Após o 24º (vigésimo quarto) mês contado da Data de Emissão, o *quorum* de deliberação pela não declaração de vencimento antecipado das Debêntures deverá ser o disposto acima. A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturistas por falta de *quorum* será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas em não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se

## 18.12 - Outras informações relevantes

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.

\*\*\*\*\*

### Debêntures: 5ª emissão da CPFL Energia

#### Hipótese e cálculo do valor de resgate:

A Companhia poderá, a seu exclusivo critério e a qualquer tempo após a subscrição e integralização das Debêntures, realizar (1) o resgate antecipado total das Debêntures pelo seu Valor Nominal Unitário, com o consequente cancelamento das Debêntures resgatadas, ou (2) a amortização extraordinária, de até 99% (noventa e nove inteiros por cento) do Valor Nominal Unitário, que deverá abranger, proporcionalmente, todas as Debêntures, em ambos os casos (1) e (2) acrescidos da Remuneração e demais encargos devidos e não pagos até a data do Resgate Antecipado ou da Amortização Extraordinária, conforme o caso, devendo ainda incidir sobre este valor um Prêmio, calculado de acordo com o disposto na Escritura de Emissão;

O Prêmio incidirá sobre o Valor do Resgate Antecipado ou sobre o Valor da Amortização Extraordinária, observados os períodos e percentuais indicados abaixo:

Vigência da Emissão	Prêmio de Resgate Antecipado ou Prêmio de Amortização Extraordinária – Prêmio Flat
Entre a Data de Emissão e 20 de novembro de 2016 (inclusive)	0,90%
Entre 20 de novembro de 2016 (exclusive) e 20 de abril de 2017 (inclusive)	0,85%
Entre 20 de abril de 2017 (exclusive) e 20 de outubro de 2017 (inclusive)	0,75%
Entre 20 de outubro de 2017 (exclusive) e 20 de abril de 2018 (inclusive)	0,70%
Entre 20 de abril de 2018 (exclusive) e 20 de outubro de 2018 (inclusive)	0,60%
Entre 20 de outubro de 2018 (exclusive) e 20 de abril de 2019 (inclusive)	0,50%
Entre 20 de abril de 2019 (exclusive) e 20 de outubro de 2019 (inclusive)	0,40%
Entre 20 de outubro de 2019 (exclusive) e 20 de abril de 2020 (exclusive)	0,25%
Entre 20 de abril de 2020 (inclusive) e a Data de Vencimento (exclusive)	0,20%

**Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:** Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em Assembleia Geral a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos titulares de Debêntures.

A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em circulação, ou pela CVM.

A Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de titulares de Debêntures que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, com qualquer número.

Cada Debênture conferirá a seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, sendo admitida à constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos titulares de Debêntures as informações que lhe forem solicitadas.

Exceto conforme estabelecido na Escritura de Emissão, as deliberações serão tomadas por Debenturistas que representem 81% (oitenta e um inteiros por cento) das Debêntures em Circulação, inclusive com relação a alterações nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão que não apresentem outro quórum específico; (i) alteração das obrigações adicionais da Emissora; (ii)

## 18.12 - Outras informações relevantes

alteração das obrigações do Agente Fiduciário; e/ou (iii) alterações nos procedimentos aplicáveis às Assembleias Gerais de Debenturistas.

As alterações relativas (i) a Remuneração das Debêntures; (ii) a Data de Pagamento da Remuneração; (iii) o prazo de vencimento das Debêntures; (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures; e/ou (v) a alteração, substituição ou o reforço das garantias; (vi) alteração, perdão e/ou renúncia temporária a qualquer das hipóteses de vencimento antecipado; (vii) o Resgate Antecipado e a Amortização Extraordinária; e/ou (viii) modificação dos quóruns de deliberação, deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente, por Debenturistas que representem 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação.

### **Outras características relevantes:**

**Aquisição Facultativa:** A Companhia, poderá, a qualquer tempo, observados os prazos estabelecidos na Instrução CVM 476, adquirir Debêntures, observado o disposto no parágrafo 3º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações. As Debêntures adquiridas pela Companhia poderão ser canceladas, permanecer na tesouraria da Companhia, ou serem novamente colocadas no mercado, observadas as restrições impostas pela Instrução CVM 476. As Debêntures adquiridas pela Companhia para permanência em tesouraria nos termos deste item, se e quando recolocadas no mercado, farão jus à mesma Remuneração aplicável às demais Debêntures;

### **Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:**

**Condições de vencimento antecipado:** (a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, pelo IGP-M, não sanado no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado; (b) alteração do atual controle da Emissora sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora desde que, após a conclusão da referida operação que resultar na alteração de controle da Emissora, ao menos um dos seguintes acionistas permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora: Camargo Corrêa S.A., Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ ou quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras, controladas ou sob controle comum da State Grid International Development Limited ou qualquer outra entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China passem a fazer parte individual ou coletivamente do bloco de controle da CPFL Energia; (c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora, exceto se após a conclusão da referida operação que resultar na alteração de controle da Emissora ao menos um dos seguintes acionistas permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ ou quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras, controladas ou sob controle comum da State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China passem a fazer parte individual ou coletivamente do bloco de controle da CPFL Energia; (d) realização de redução de capital social da Emissora, sem que haja anuência prévia dos titulares das Debêntures, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações; (e) proposta pela Emissora, ou por qualquer de suas subsidiárias, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Emissora, ou por qualquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora; (f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora, ou qualquer de suas subsidiárias, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$ 75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, pelo IGP-M, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido

## 18.12 - Outras informações relevantes

protesto, seja validamente comprovado pela Emissora, ou qualquer de suas subsidiárias que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi suspenso ou cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias e aceitas em juízo; (g) descumprimento pela Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão, não sanada em 30 (trinta) dias corridos, contados da data do recebimento, pela Emissora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário, ou pela Emissora ao Agente Fiduciário, o que ocorrer primeiro; (h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou de qualquer de suas subsidiárias, não devidamente elidido pelas mesmas no prazo legal; (i) não pagamento pela Emissora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures, no prazo de até 2 (dois) dias corridos das datas previstas na Escritura de Emissão; (j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora, caso esta esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão; (k) comprovada violação de quaisquer disposições de qualquer lei ou regulamento contra a prática de corrupção ou atos lesivos à administração pública, incluindo, sem limitação, a Lei n.º 12.846/13, o Decreto n.º 8.420/15 e, desde que aplicável, a *U.S. Foreign Corrupt Practices Act of 1977* (em conjunto, as "Leis Anticorrupção"); (l) não cumprimento de qualquer decisão arbitral, administrativa irrecurável ou decisão judicial transitada em julgado contra a Emissora em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$ 75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento; (m) transformação do tipo societário da Emissora; (n) não observância pela Emissora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão acompanhados pelo Agente Fiduciário, com base em demonstrativo elaborado pela Emissora, ao final de cada semestre do ano civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo, devendo tal demonstrativo ser entregue ao Agente Fiduciário, em até 15 (quinze) Dias Úteis, após a divulgação à CVM das demonstrações financeiras da Emissora relativas ao respectivo semestre ("Índices Financeiros"): (i) relação entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil e o EBITDA (conforme abaixo definido) da Emissora dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações *swaps*, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou *bonds* ou notes da Emissora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Emissora, estando excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp ("Funcesp") e considera-se como "EBITDA" (*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*), (1) o lucro da Emissora antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota Explicativa das Demonstrações Financeiras da Emissora (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões), será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA da Emissora, de acordo com a definição deste item (i) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); (ii) relação entre EBITDA da Emissora e Resultado Financeiro da Emissora, maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Emissora, a diferença entre receitas e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à Funcesp, bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa, e por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Emissora, mas apenas registro contábil. Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) acima, a Emissora deverá (a) consolidar, em suas demonstrações contábeis, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Emissora à CVM; (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo dos

## 18.12 - Outras informações relevantes

Índices Financeiros devidamente auditado por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas na Escritura de Emissão; e (c) Os Índices Financeiros serão calculados a partir de 31 de dezembro de 2016. As referências a "controle" encontradas nesta Cláusula deverão ser entendidas como tendo o sentido conferido pelo artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações. Os eventos a que se referem os subitens (f), (g), (l) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins da Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, após o final do prazo de 30 (trinta) dias corridos e para o subitem (i), o prazo de 2 (dois) dias corridos, conforme os prazos de cura neles referidos. Para os fins da Escritura de Emissão, "Data de Vencimento Antecipado" será qualquer uma das seguintes datas: (i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (j); (l) e/ou (m) acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente declarar o vencimento antecipado das Debêntures, por meio de notificação enviada à Emissora, nos termos abaixo; e (ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (k) e/ou (n) acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturistas, se tal Assembleia Geral aprovar o vencimento antecipado das Debêntures. A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (j), (l) e/ou (m) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta ao respectivo Debenturista, Na ocorrência dos demais eventos previstos acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 05 (cinco) Dias Úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas, para deliberar sobre a eventual não declaração do Vencimento Antecipado das Debêntures. A Assembleia Geral de Debenturistas a que se refere este item deverá ser realizada no prazo de 15 (quinze) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, na hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro dia útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas nos termos da primeira convocação. Na Assembleia Geral de Debenturistas, que será instalada de acordo com os procedimentos e quórum previsto na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão, os Debenturistas poderão optar, desde que por deliberação de titulares que representem no mínimo 81% (oitenta e um inteiros por cento) das Debêntures em Circulação, por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturistas por falta de quórum será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas em declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos da Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário ou pelos Debenturistas à Emissora por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante da Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento de encargos moratórios. A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP sobre o pagamento acima, com, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis de antecedência.

\*\*\*\*\*

### **Debêntures: 3ª emissão da CPFL Brasil**

#### **Hipótese e cálculo do valor de resgate:**

a Companhia poderá, a seu exclusivo critério e a qualquer tempo após a subscrição e integralização das Debêntures, realizar (1) o resgate antecipado total das Debêntures pelo seu Valor Nominal Unitário, com o consequente cancelamento das Debêntures resgatadas, ou (2) a amortização extraordinária, de até 99% (noventa e nove inteiros por cento) do Valor Nominal Unitário, que deverá abranger, proporcionalmente, todas as Debêntures, em ambos os casos (1) e (2) acrescidos da Remuneração e demais encargos devidos e não pagos até a data do Resgate Antecipado ou da Amortização Extraordinária, conforme o caso, devendo ainda incidir sobre este valor um Prêmio, calculado de acordo com o disposto na Escritura de Emissão;

## 18.12 - Outras informações relevantes

O Prêmio incidirá sobre o Valor do Resgate Antecipado Facultativo Total ou sobre o Valor da Amortização Extraordinária Facultativa, observados os períodos e percentuais indicados abaixo:

Vigência da Emissão	Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total ou Prêmio de Amortização Extraordinária Facultativa – Prêmio Flat
Entre a Data de Emissão e 20 de novembro de 2016 (inclusive)	0,90%
Entre 20 de novembro de 2016 (exclusive) e 20 de abril de 2017 (inclusive)	0,85%
Entre 20 de abril de 2017 (exclusive) e 20 de outubro de 2017 (inclusive)	0,75%
Entre 20 de outubro de 2017 (exclusive) e 20 de abril de 2018 (inclusive)	0,70%
Entre 20 de abril de 2018 (exclusive) e 20 de outubro de 2018 (inclusive)	0,60%
Entre 20 de outubro de 2018 (exclusive) e 20 de abril de 2019 (inclusive)	0,50%
Entre 20 de abril de 2019 (exclusive) e 20 de outubro de 2019 (inclusive)	0,40%
Entre 20 de outubro de 2019 (exclusive) e 20 de abril de 2020 (exclusive)	0,25%
Entre 20 de abril de 2020 (inclusive) e a Data de Vencimento (exclusive)	0,20%

**Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:** Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em Assembleia Geral a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos titulares de Debêntures.

A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em circulação, ou pela CVM.

A Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de titulares de Debêntures que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, com qualquer número.

Cada Debênture conferirá a seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, sendo admitida à constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos titulares de Debêntures as informações que lhe forem solicitadas.

Exceto conforme estabelecido na Escritura de Emissão, as deliberações serão tomadas por Debenturistas que representem 76% (setenta e seis por cento) das Debêntures em Circulação, inclusive com relação a alterações nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão que não apresentem outro quórum específico: (i) alteração das obrigações adicionais da Emissora; (ii) alteração das obrigações do Agente Fiduciário; e/ou (iii) alterações nos procedimentos aplicáveis às Assembleias Gerais de Debenturistas.

As alterações relativas (i) a Remuneração das Debêntures; (ii) a Data de Pagamento da Remuneração; (iii) o prazo de vencimento das Debêntures; (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures; e/ou (v) a alteração, substituição ou o reforço das garantias; (vi) alteração, perdão e/ou renúncia temporária a qualquer das hipóteses de vencimento antecipado; (vii) o Resgate Antecipado Facultativo Total ou a Amortização Extraordinária Facultativa; e/ou (viii) modificação dos quóruns de deliberação deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente, por Debenturistas que representem 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação.

### Outras características relevantes:

**Aquisição Facultativa:** A Companhia, poderá, a qualquer tempo, observados os prazos estabelecidos na Instrução CVM 476, adquirir Debêntures, observado o disposto no parágrafo 3º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações. As Debêntures adquiridas pela Companhia poderão ser canceladas, permanecer na tesouraria da Companhia, ou serem novamente colocadas no mercado, observadas as restrições impostas pela Instrução CVM 476. As Debêntures adquiridas pela Companhia para permanência em tesouraria nos termos deste item, se e quando recolocadas no mercado, farão jus à mesma Remuneração aplicável às demais Debêntures;

### Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:

## 18.12 - Outras informações relevantes

**Condições de vencimento antecipado:** (a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco 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"), não sanado no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora e/ou da Garantidora ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado; (b) alteração do atual controle da Emissora e/ou da Garantidora sem prévia aprovação dos Debenturistas, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora e/ou da Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação que resultar na alteração de controle da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, ao menos um dos seguintes acionistas permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora: Camargo Corrêa S.A., Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ ou quaisquer empresas, direta ou indiretamente, controladoras, controladas ou sob controle comum da State Grid International Development Limited ou qualquer outra entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China passe a fazer parte individual ou coletivamente do bloco de controle da CPFL Energia; (c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação, ao menos um dos seguintes acionistas permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora /ou da Garantidora: Camargo Corrêa S.A., Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ ou quaisquer empresas, direta ou indiretamente, controladoras, controladas ou sob controle comum da State Grid International Development Limited ou qualquer outra entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China passe a fazer parte individual ou coletivamente do bloco de controle da CPFL Energia; (d) realização de redução de capital social da Emissora e/ou da Garantidora, sem que haja anuência prévia dos Debenturistas, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações; (e) proposta pela Emissora e/ou pela Garantidora, ou por qualquer de suas subsidiárias, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora e/ou pela Garantidora; (f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou a Garantidora, ou qualquer de suas subsidiárias, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo IGP-M, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora e/ou pela Garantidora, ou qualquer de suas subsidiárias, que: (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi suspenso ou cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias e aceitas em juízo; (g) descumprimento pela Emissora e/ou pela Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão, não sanada em 30 (trinta) dias corridos, contados da data do recebimento, pela Emissora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário, ou pela Emissora ao Agente Fiduciário, o que ocorrer primeiro; (h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou da Garantidora, e/ou de qualquer de suas subsidiárias, não devidamente elidido pelas mesmas no prazo legal; (i) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos Debenturistas, no prazo de até 02 (dois) dias corridos das datas previstas na Escritura de Emissão; (j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora, caso esta esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão; (k) comprovada violação de quaisquer disposições de qualquer lei ou regulamento contra a prática de corrupção ou atos lesivos à administração pública, incluindo, sem limitação, a Lei nº 12.846/13, o Decreto nº 8.420/15 e, desde que aplicável, a *U.S. Foreign Corrupt Practices Act of 1977* (em conjunto, as "Leis Anticorrupção"); (l) não cumprimento de qualquer decisão arbitral, administrativa irrecorrível ou decisão judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou contra a Garantidora em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data

## 18.12 - Outras informações relevantes

estipulada para pagamento; (m) transformação do tipo societário da Emissora; (n) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão acompanhados pelo Agente Fiduciário, com base em demonstrativo elaborado pela Garantidora ao final de cada semestre do ano civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo, devendo tal demonstrativo ser entregue ao Agente Fiduciário, em até 15 (quinze) Dias Úteis após a divulgação à CVM das demonstrações financeiras da Garantidora, relativas ao respectivo semestre ("Índices Financeiros"): (i) relação entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil e o EBITDA (conforme abaixo definido) da Garantidora dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações *swaps*, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou *bonds* ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Garantidora, estando excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp ("Funcesp") e considera-se como "EBITDA" (*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*), (1) o lucro da Garantidora antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota Explicativa das Demonstrações Financeiras da Garantidora (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões), será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA da Garantidora, de acordo com a definição deste item (i) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); (ii) relação entre EBITDA da Garantidora e Resultado Financeiro da Garantidora, maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Garantidora, a diferença entre receitas e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à Funcesp, bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa, e por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Garantidora, mas apenas registro contábil.

Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) acima, a Garantidora deverá: (a) consolidar, em suas demonstrações contábeis, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM; (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo dos Índices Financeiros devidamente auditado por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas na Escritura de Emissão; e (c) Os Índices Financeiros serão calculados a partir de 31 de dezembro de 2016.

As referências a "controle" encontradas na Cláusula Quarta deverão ser entendidas como tendo o sentido conferido pelo artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações. Os eventos a que se referem os subitens (f), (g) e (l) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins da Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, após o final do prazo de 30 (trinta) dias corridos e para o subitem (i), o prazo de 2 (dois) dias corridos, conforme os prazos de cura neles referidos. Para os fins da Escritura de Emissão, "Data de Vencimento Antecipado" será qualquer uma das seguintes datas: (i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (j), (l) e/ou (m) acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente declarar o vencimento antecipado das Debêntures, por meio de notificação enviada à Emissora e à Garantidora, nos termos da Cláusula Nona; e (ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (k) e/ou (n) acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se



## 18.12 - Outras informações relevantes

realizar a Assembleia Geral de Debenturistas, se tal Assembleia Geral aprovar o vencimento antecipado das Debêntures. A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (j), (l) e/ou (m) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta ao respectivo Debenturista. Na ocorrência dos demais eventos previstos acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 05 (cinco) Dias Úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas, para deliberar sobre a eventual não declaração do Vencimento Antecipado das Debêntures. A Assembleia Geral de Debenturistas a que se refere esta Cláusula deverá ser realizada no prazo de 15 (quinze) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, na hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro Dia Útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas nos termos da primeira convocação. Na Assembleia Geral de Debenturistas, que será instalada de acordo com os procedimentos e quórum previsto na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão, os Debenturistas poderão optar, desde que por deliberação de titulares que representem no mínimo 76% (setenta e seis por cento) das Debêntures em Circulação, por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturistas por falta de quórum será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas em declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos da Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário ou pelos Debenturistas à Emissora por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante da Cláusula Nona da Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento de encargos moratórios. A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP sobre o pagamento acima, com, no mínimo, 3 (três) Dias Úteis de antecedência.

### Notas Promissórias Comerciais: 1ª Emissão da CPFL Serviços

#### Hipótese e cálculo do valor de resgate:

A Emissora poderá, conforme previsto no §3º do artigo 5º da Instrução CVM 566, resgatar unilateral e antecipadamente a totalidade das Notas Comerciais, a qualquer tempo a partir da Data de Emissão ("Resgate Antecipado Facultativo"), sem qualquer prêmio ou penalidade, de acordo com os seguintes procedimentos: (a) mediante comunicação prévia, por escrito, ao Titular desta Nota Comercial, com cópia para o Agente Fiduciário e à CETIP, com antecedência mínima de 3 (três) Dias Úteis da data do Resgate Antecipado Facultativo, contendo a data, o local de realização e o procedimento de resgate; (b) o Resgate Antecipado Facultativo será feito mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão até a data do efetivo Resgate Antecipado Facultativo, Encargos Moratórios (conforme aplicável) e outros encargos devidos e não pagos até a data do Resgate Antecipado Facultativo, sem qualquer prêmio ou penalidade; (c) o Resgate Antecipado Facultativo deverá ser realizado: (i) com relação às Notas Comerciais depositadas eletronicamente na CETIP, conforme procedimentos adotados pela CETIP; e/ou (ii) com relação às Notas Comerciais que não estiverem depositadas eletronicamente na CETIP, na sede da Emissora e/ou em conformidade com os procedimentos do Banco Mandatário, conforme aplicável; (d) o Resgate Antecipado Facultativo desta Nota Comercial implica a extinção do título, sendo vedada sua manutenção em tesouraria, conforme disposto no §4º do artigo 5º da Instrução CVM 566; e (e) todos os custos e despesas decorrentes do Resgate Antecipado Facultativo aqui previsto serão integralmente incorridos pela Emissora. Para fins desta Nota Comercial, a expressão "Dia(s) Útil(eis)" significa qualquer dia que não seja sábado, domingo, feriado declarado nacional.

#### Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:

Para as deliberações relativas às Notas Comerciais, a Emissora e/ou o Agente Fiduciário e/ou titulares das Notas Comerciais que representem no mínimo 10% (dez por cento) das Notas Comerciais em

## 18.12 - Outras informações relevantes

circulação poderão convocar uma assembleia dos titulares das Notas Comerciais. Em qualquer caso de convocação de assembleia dos titulares das Notas Comerciais, a convocação se dará mediante anúncio publicado por pelo menos 3 (três) vezes nos órgãos de imprensa nos quais a Emissora costuma efetuar suas publicações. Caso a convocação seja realizada por titulares das Notas Comerciais, estes deverão notificar a Emissora, por meio da carta registrada com aviso de recebimento endereçada para o Diretor Presidente da Emissora, e o Agente Fiduciário.

As assembleias dos titulares das Notas Comerciais deverão ser realizadas em prazo mínimo de 15 (quinze) dias contados da data da primeira publicação da convocação. A assembleia dos titulares das Notas Comerciais em segunda convocação somente poderá ser realizada em, no mínimo, 8 (oito) dias após a data marcada para a instalação da assembleia dos titulares das Notas Comerciais em primeira convocação. Fica dispensada a convocação da assembleia dos titulares das Notas Comerciais no caso de estarem presentes os titulares de Notas Comerciais representando 100% (cem por cento) das Notas Comerciais em circulação.

As deliberações tomadas pelos titulares das Notas Comerciais, observados os quóruns estabelecidos abaixo, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora, e obrigarão a todos os titulares das Notas Comerciais em circulação, independentemente de terem comparecido à assembleia ou do voto proferido na respectiva assembleia. A assembleia de titulares das Notas Comerciais se instalará, em primeira convocação, com a presença de titulares das Notas Comerciais que representem, no mínimo, a metade das Notas Comerciais e, em segunda convocação, com qualquer quórum. A presidência da assembleia caberá ao Titular das Notas Comerciais eleito pelos titulares das Notas Comerciais.

Nos casos de convocação de assembleia para deliberação acerca de declaração de vencimento antecipado, na hipótese de não instalação da assembleia por falta de quórum, em primeira e segunda convocação, não será declarado o vencimento antecipado das Notas Comerciais em circulação.

Nas deliberações da assembleia de titulares das Notas Comerciais, a cada Nota Comercial caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, Titular de Notas Comerciais ou não. As decisões acerca do não vencimento antecipado serão aprovadas por titulares das Notas Comerciais que representem no mínimo 2/3 (dois terços) do total das Notas Comerciais em circulação. As deliberações acerca de alteração de prazos, valor e forma de remuneração das Notas Comerciais, amortização e/ou resgate e alteração de qualquer Evento de Inadimplemento dependerão da aprovação de 90% (noventa por cento) das Notas Comerciais em circulação. As demais decisões serão aprovadas por titulares das Notas Comerciais que representem no mínimo a maioria simples do total dos presentes.

### **Outras características relevantes:**

#### **LOCAL DE PAGAMENTO**

Os pagamentos referentes às Notas Comerciais serão efetuados em conformidade com: (i) os procedimentos adotados pela CETIP, caso as Notas Comerciais estejam depositadas eletronicamente na CETIP; (ii) em conformidade com os procedimentos do Banco Mandatário; ou, ainda, (iii) na sede da Emissora, diretamente aos seus titulares, caso as Notas Comerciais não estejam depositadas eletronicamente na CETIP.

#### **ENCARGOS MORATÓRIOS**

Caso a Emissora deixe de efetuar o pagamento de qualquer quantia devida ao Titular desta Nota Comercial, além da Remuneração, os débitos em atraso, ficarão sujeitos a: (i) à multa moratória convencional, irredutível e de natureza não compensatória de 2% (dois por cento) sobre o montante devido e não pago; e (ii) a juros de mora não compensatórios calculados desde a data do inadimplemento até a data do efetivo pagamento, à taxa de 1% (um por cento) ao mês ou fração de mês, sobre o montante devido e não pago, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial ("Encargos Moratórios").

## 18.12 - Outras informações relevantes

### PRORROGAÇÃO DOS PRAZOS

Considerar-se-ão prorrogados os prazos referentes ao pagamento de qualquer obrigação prevista nas Notas Comerciais até o 1º (primeiro) Dia Útil subsequente, se o seu vencimento coincidir com dia em que seja sábado, domingo ou qualquer outro dia no qual não haja expediente nos bancos comerciais na Cidade de São José do Rio Pardo e na Cidade de São Paulo, no Estado de São Paulo e na Cidade do Rio de Janeiro, no Estado do Rio de Janeiro, sem nenhum acréscimo aos valores a serem pagos, exceto pelos casos cujos pagamentos devam ser realizados por meio da CETIP, hipótese em que somente haverá prorrogação quando a data de pagamento coincidir com feriados declarados nacionais, sábados e domingos.

### HIPÓTESES DE INADIMPLENTO E VENCIMENTO ANTECIPADO

O Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes desta Nota Comercial e exigir o imediato pagamento, pela Emissora, do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração calculada *pro rata temporis*, desde a Data de Emissão até a data do efetivo pagamento, a partir de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, na ocorrência de quaisquer dos seguintes eventos (cada evento, um "Evento de Inadimplemento"):

- a) inadimplemento, pela Emissora, no prazo e na forma previstos nesta Cártula, de qualquer obrigação pecuniária relacionada às Notas Promissórias;
- b) inadimplemento, pela Emissora, no prazo e na forma previstos nesta Cártula, de qualquer obrigação não pecuniária relacionada às Notas Promissórias estabelecida nesta Cártula, não sanado no prazo de 30 (trinta) dias corridos, contados do seu respectivo inadimplemento;
- c) comprovação de que qualquer das declarações prestadas pela Emissora nesta Cártula provaram-se incorretas, falsas, ou enganosas, na data em que foram prestadas;
- d) não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão das autorizações, concessões, subvenções, alvarás ou licenças, inclusive as ambientais, exigidas pelos órgãos competentes que afete o regular exercício das atividades desenvolvidas pela Emissora e/ou de suas controladas, exceto se, dentro do prazo de 15 (quinze) dias a contar da data de tal não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão, a Emissora comprove, ao Agente Fiduciário, a existência de provimento jurisdicional autorizando a regular continuidade das atividades da Emissora até a renovação ou obtenção da referida licença ou autorização;
- e) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$20.000.000,00 (vinte milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, pelo IGP-M a partir da Data de Emissão, não sanado no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento ou em prazo inferior conforme determinação legal ou arbitral, ressalvada a hipótese da Emissora, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar de boa-fé e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;
- f) alteração do atual controle da Emissora sem prévia aprovação dos titulares das Notas Promissórias, excetuada a hipótese de alteração do controle em que a *State Grid International Development Limited* permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora;
- g) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora, excetuada a hipótese de alteração do controle em que a *State Grid International Development Limited* permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora;
- h) proposta pela Emissora, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Emissora, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora;
- i) protesto legítimo de títulos contra a Emissora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$20.000.000,00 (vinte milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente a partir da Data de Emissão, pelo IGP-M, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora ao Agente Fiduciário, que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi suspenso ou cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias em juízo;

## 18.12 - Outras informações relevantes

- j) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e não devidamente elidido pelas mesmas no prazo legal;
- k) comprovada violação de quaisquer disposições da Lei nº 12.846 de 1 de agosto de 2013, do Decreto nº 8.420, de 18 de março de 2015, da U.S. Foreign Corrupt Practices Act of 1977 e do UK Bribery Act 2010, na medida em que forem aplicáveis (em conjunto "Leis Anticorrupção") pela Emissora, por sua controladora, controladas e coligadas;
- l) não cumprimento de qualquer decisão arbitral, administrativa irrecurável ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$20.000.000,00 (vinte milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento;
- m) mudança ou alteração no objeto social da Emissora que modifique a atividade principal atualmente por ela praticada, ou que agregue a essas atividades novos negócios que tenham prevalência ou que possam representar desvios significativos e relevantes em relação às atividades atualmente desenvolvidas; exceto se a referida alteração estiver relacionadas as atividades pertinentes ao setor elétrico
- n) invalidade, nulidade ou inexecutabilidade da Cártula (e/ou de qualquer de suas disposições);
- o) existência de sentença condenatória transitada em julgado em razão da prática de atos, pela Emissora, pela Avalista e/ou por quaisquer de suas controladas e/ou por seus respectivos administradores, no exercício de suas funções, que importem em discriminação de raça ou gênero, trabalho infantil ou trabalho escravo;
- p) existência de sentença condenatória transitada em julgado em razão da prática de atos, pela Emissora, pela Avalista e/ou por quaisquer de suas controladas, e/ou por seus respectivos administradores, que importem em crime contra o meio ambiente;
- q) questionamento judicial, pela Emissora, pela Avalista e/ou suas controladas de quaisquer termos e condições da Cártula, não sendo aplicável esta alínea em eventuais casos de litígios judiciais acerca de divergências de entendimentos que envolvam a interpretação para invocação de uma das hipóteses de vencimento antecipado descritas neste instrumento
- r) questionamento judicial por terceiros com os quais a Emissora tenha contraído obrigações diretas ou indiretas ou tenha qualquer relação comercial direta ou indireta, da Cártula, cujas medidas necessárias e cabíveis para sua solução não tenham sido tomadas pela Emissora no prazo de até 30 (trinta) dias contados da data em que a Emissora tomar ciência do ajuizamento de tal questionamento judicial; e
- s) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora caso a Emissora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Cártula.

A Emissora deverá informar ao Agente Fiduciário a ocorrência de qualquer Evento de Inadimplemento, em até 1 (um) Dia Útil da data em que tiver conhecimento. A ocorrência de qualquer dos Eventos de Inadimplemento indicados nos itens (a), (b), (c), (d), (e), (f), (g), (h), (i), (n) e (s) acima e que não tenham sido sanados nos respectivos prazos de cura, quando estabelecidos, acarretará no vencimento antecipado automático desta Nota Comercial, acrescido da respectiva Remuneração devida e não paga, Encargos Moratórios e outros encargos, se aplicáveis. O vencimento antecipado será formalizado por meio de notificação encaminhada pelo Agente Fiduciário à Emissora concedendo-lhe prazo de 5 (cinco) Dias Úteis a contar do recebimento de tal notificação para realizar o(s) respectivo(s) pagamento(s).

Na ocorrência dos demais Eventos de Inadimplemento não mencionados no parágrafo imediatamente acima, o Agente Fiduciário deverá convocar em até 5 (cinco) Dias Úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, uma assembleia dos titulares das Notas Comerciais para deliberar sobre a eventual não decretação de vencimento antecipado das Notas Comerciais (conforme regras e quórum estabelecidos abaixo). O vencimento antecipado será formalizado na própria assembleia, na qual deverá constar o prazo de 5 (cinco) Dias Úteis para a realização do(s) respectivo(s) pagamento(s), e a Emissora deverá ser notificada do vencimento antecipado na mesma data da referida assembleia, caso a referida Emissora não esteja presente no respectivo conclave.

## **19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor**

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

A CPFL Energia não possui planos de recompra de ações.

## **19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria**

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

A CPFL Energia não possui valores mobiliários em tesouraria.

**19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria****19.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

A CPFL Energia não possui valores mobiliários em tesouraria nem planos de recompra.

## 20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

**Data aprovação** **28/09/2011**

**Cargo e/ou função** Para mais detalhes sobre Pessoas Vinculadas, vide texto anexo no item 20.2.

### Principais características e locais de consulta

A CPFL Energia possui uma política interna de negociação de valores mobiliários, em conformidade com a Instrução CVM n.º 358/2002, conforme alterada ("Política de Negociação").

A referida política tem por objetivo propiciar uma negociação ordenada de Valores Mobiliários pelas pessoas vinculadas à Companhia, visando proporcionar transparência nas negociações desta natureza a todos os agentes de mercado com os quais a Companhia se relaciona.

Abrangência: aplica-se às Pessoas Vinculadas, a partir da data da publicação da ata de reunião do Conselho de Administração que delibera pela sua aprovação.

Locais onde a política pode ser consultada:

- Site de Relações com Investidores: [www.cpf.com.br/ri](http://www.cpf.com.br/ri)
- Site da CVM (Sistema IPE): <http://sistemas.cvm.gov.br/?CiaDoc>
- Site da Bovespa (Sistema IPE): [http://www.bmfbovespa.com.br/pt\\_br/](http://www.bmfbovespa.com.br/pt_br/)

**Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização** As Pessoas Vinculadas não poderão negociar Valores Mobiliários:

- (a) antes de decorridos 180 (cento e oitenta) dias contados a partir da data de sua respectiva aquisição em Bolsa de Valores;
- (b) desde a data da sua ciência sobre informações privilegiadas até a respectiva data da Comunicação de Ato ou Fato Relevante ao mercado;
- (c) no período de 15 (quinze) dias que anteceder a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP) da Companhia;
- (d) sempre que estiver em curso a aquisição ou a alienação de Ações pela própria Companhia;
- (e) nos períodos determinados pela regulamentação emitida pela Comissão de Valores Mobiliários;
- (f) quando o Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores, independentemente de justificação ou da existência de Ato ou Fato Relevante, estipular períodos em que as Pessoas Vinculadas não possam negociar com Valores Mobiliários.

No caso de a Pessoa Vinculada se afastar da Companhia e/ou de algum dos órgãos deliberativos e/ou de comitês relacionados, esta Pessoa Vinculada continuará obrigada a observar os termos e condições da presente Política de Negociação pelo prazo de 180 (cento e oitenta) dias após o seu afastamento.

Os termos e condições da presente Política de Negociação aplicam-se a negociações indiretas com Valores Mobiliários realizadas por Pessoas Vinculadas, seja por intermédio de sociedade controlada por uma ou mais Pessoas Vinculadas ou na qual tais pessoas detenham participação, seja por interposta pessoa com a qual tenha sido firmado ou estipulado contrato de fidúcia ou administração de carteira de valores mobiliários ou qualquer outra avença contratual, verbal ou escrita.

Em vista da interpretação que fizer de algum fato à luz desta Política, o Diretor Vice-presidente Financeiro e de Relações com Investidores poderá declarar períodos de vedação aplicáveis somente a determinadas pessoas vinculadas. A ausência de tal declaração do DRI a ninguém eximirá de cumprir esta Política.



## 20.2 - Outras informações relevantes

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

#### PESSOAS VINCULADAS

Estão vinculadas à Política de Negociação de Valores Mobiliários as seguintes pessoas: (i) na Companhia, os atuais membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva, Assessores da Diretoria e Gerentes de Departamento e Divisão; (ii) nas sociedades controladas pela Companhia, membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva, Assessores da Diretoria e Gerentes de Departamento e Divisão; (iii) nos Acionistas Controladores diretos e/ou indiretos, membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva e Assessores da Diretoria; (iv) demais pessoas as quais, em decorrência de sua função, cargo, posição ou relacionamento com a Companhia e/ou com as sociedades direta ou indiretamente controladas pela Companhia e/ou Acionistas Controladores, tenham acesso a Ato ou Fato Relevante; e (v) pessoas físicas ou jurídicas que mantenham com as pessoas mencionadas nos itens anteriores os seguintes vínculos: (a) o cônjuge, de quem não esteja separado judicialmente, (b) o(a) companheiro(a); (c) qualquer dependente incluído na declaração anual do imposto de renda da pessoa física; e (d) as sociedades direta ou indiretamente controladas pelos membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, membros dos Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, membros da Diretoria Executiva, Assessores da Diretoria e Gerentes da Companhia.

#### AUTORIZAÇÃO PARA NEGOCIAÇÃO

As Pessoas Vinculadas poderão negociar Valores Mobiliários:

- (a) em todos os períodos nos quais não se apliquem as vedações contidas na Política, nos regimentos internos dos órgãos societários de que fizerem parte, ou na regulamentação aplicável;
- (b) no caso de negociações com Ações que estejam em tesouraria, vinculadas ao exercício de opção de compra, de acordo com plano de outorga de opção de compra de Ações que porventura venha a ser aprovado pela assembleia geral da Companhia, e no caso de eventuais recompras pela Companhia ou de opções de compra de Ações vinculadas ao mesmo programa.

#### RESPONSABILIDADES

O Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores é o responsável pelo acompanhamento e execução da Política de Negociação, competindo-lhe o dever de informar às Pessoas Vinculadas e aos órgãos públicos competentes sobre os períodos de vedação a negociação de Valores Mobiliários.

O Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores deverá fazer com que as Pessoas Vinculadas que sejam colaboradores da Companhia e de suas sociedades controladas firmem o Termo de Adesão a esta Política de Negociação, conforme modelo constante do Anexo I da Política de Negociação da Companhia, de forma a documentar a adesão aos seus termos.

As Pessoas Vinculadas que tenham acesso a informações privilegiadas têm o dever de guardar sigilo até a divulgação de tais informações por meio de Comunicação de Ato ou Fato Relevante feita pela Companhia nos termos da regulamentação aplicável, e de zelar para que seus subordinados hierárquicos e terceiros com quem mantenham contato que tenham tido acesso a informações privilegiadas também o façam.

As Pessoas Vinculadas deverão informar a espécie, a classe e a quantidade de Valores Mobiliários de que são titulares, bem como quaisquer alterações nessas posições. A comunicação deverá ser

## 20.2 - Outras informações relevantes

encaminhada ao Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia e, por este, à Comissão de Valores Mobiliários e às Bolsas de Valores, conforme modelo de formulário que constitui o Anexo II desta Política de Negociação, (i) imediatamente após a investidura no cargo e (ii) no prazo máximo de 10 (dez) dias após o último dia do mês em que se verificar alteração das posições detidas, indicando o saldo da posição no período.

Os Acionistas Controladores e os demais acionistas que elegerem membros do Conselho de Administração da Companhia deverão comunicar à Comissão de Valores Mobiliários e divulgar ao mercado quaisquer aquisições ou alienações de Participação Acionária Relevante, conforme modelo de formulário que constitui o Anexo III desta Política de Negociação.

### DISPOSIÇÕES GERAIS

As vedações desta Política de Negociação não se aplicam a negociações realizadas por fundos de investimento de que sejam cotistas as Pessoas Vinculadas, desde que (i) tais fundos não sejam exclusivos e (ii) as Pessoas Vinculadas não possam efetivamente influenciar a decisão de investimento do administrador ou gestor do fundo.

Quaisquer alterações, aditamentos ou modificações dos termos desta Política de Negociação devem ser aprovadas pelo Conselho de Administração, reunido para deliberar sobre este fim.

Quaisquer casos omissos nesta Política de Negociação devem ser apreciados pelo Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores e, quando for o caso, encaminhados para o Conselho de Administração para serem aprovados.

## 21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações

### **21 Política de divulgação de informações**

**21.1. Descrever normas, regimentos ou procedimentos internos adotados pelo emissor para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva.**

A política interna da Companhia para divulgação de ato ou fato relevante, além de estar em conformidade com a Instrução CVM n.º 358/2002, está alinhada com as melhores práticas e com os princípios de governança corporativa, dos quais se destacam transparência (*disclosure*), equidade, prestação de contas (*accountability*), e responsabilidade Corporativa.

Além disso, a Companhia possui um Comitê de Divulgação, cujo objetivo é garantir o cumprimento dos procedimentos para a divulgação de informações públicas e os controles internos dos processos de divulgação e de elaboração das informações a serem disponibilizadas pela CPFL Energia às Bolsas de Valores nas quais as ações da Companhia estejam listadas.

## 21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

**21.2 Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante adotada pelo emissor, indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para disseminar informações sobre atos e fatos relevantes e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas e os locais onde a política pode ser consultada.**

“A CPFL Energia possui uma política de divulgação de ato ou fato relevante ou sobre os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de ato ou fato relevante ainda não divulgado ao mercado, em conformidade com a Instrução CVM nº 358/2002, que foi aprovada por seu Conselho de Administração.

De acordo com esta política interna para divulgação de ato ou fato relevante, considera-se relevante qualquer decisão de acionista controlador, deliberação da assembleia geral ou dos órgãos de administração da CPFL Energia ou de suas sociedades direta ou indiretamente controladas, ou qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro ocorrido ou relacionado aos seus negócios que possa influir de modo ponderável:

- (i) na cotação dos valores mobiliários de emissão da CPFL Energia ou a eles referenciados;
- (ii) na decisão dos investidores de comprar, vender ou manter aqueles valores mobiliários;
- (iii) na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos inerentes à condição de titular de valores mobiliários emitidos pela CPFL Energia ou a eles referenciados.

Cumprido ao Diretor de Relações com Investidores (DRI) da CPFL Energia enviar à CVM, por meio de sistema eletrônico disponível na página da CVM na rede mundial de computadores, e à BM&FBOVESPA, qualquer ato ou fato relevante ocorrido ou relacionado aos negócios da CPFL ENERGIA, bem como zelar por sua ampla e imediata disseminação, simultaneamente em todos os mercados em que tais valores mobiliários sejam admitidos à negociação.

Os acionistas controladores, diretores estatutários, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, que tenham firmado o termo de adesão à esta política, deverão comunicar expressamente, por escrito, qualquer ato ou fato relevante de que tenham conhecimento ao DRI, que promoverá sua divulgação.

De acordo com a política interna da Companhia, também cumpre ao DRI fazer com que a divulgação de ato ou fato relevante preceda ou seja feita simultaneamente à veiculação da informação ao mercado por qualquer meio de comunicação, inclusive informação à imprensa, ou em reuniões de entidades de classe, investidores, analistas ou com público selecionado, no país ou no exterior.

A divulgação deverá se dar por meio de, no mínimo, um dos canais de comunicação: (i) jornais de grande circulação utilizados habitualmente pela CPFL Energia ou (ii) pelo menos um portal de notícias com página na rede mundial de computadores, que disponibilize, em seção disponível para acesso gratuito, a informação em sua integralidade. A divulgação de ato ou fato relevante realizada na forma prevista no item (i) anterior pode ser feita de forma resumida, com indicação dos endereços na rede mundial de computadores onde a informação completa deve estar disponível a todos os investidores, em teor idêntico àquele remetido à CVM. A divulgação e a comunicação de ato ou fato relevante, inclusive da informação resumida referida anteriormente, devem ser feitas de modo claro e preciso, em linguagem acessível ao público investidor.

A divulgação de ato ou fato relevante deverá ocorrer, sempre que possível, antes do início ou após o encerramento dos negócios na BM&FBOVESPA.

A política interna da Companhia prevê a hipótese de que atos ou fatos relevantes podem, excepcionalmente, deixar de ser divulgados se os acionistas controladores ou os administradores entenderem que sua revelação porá em risco interesse legítimo da Companhia. Neste sentido, cumpre

**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**

aos acionistas controladores, diretores estatutários, membros do conselho de administração, do conselho fiscal e de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, e empregados ou colaboradores da Companhia, guardar sigilo das informações relativas a ato ou fato relevante às quais tenham acesso privilegiado em razão do cargo ou posição que ocupam, até sua divulgação ao mercado, bem como zelar para que subordinados e terceiros de sua confiança também o façam, respondendo solidariamente com estes na hipótese de descumprimento.

Na hipótese da informação mantida sob sigilo escapar ao controle ou se ocorrer oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociados dos valores mobiliários da Companhia ou a eles referenciados, os administradores deverão, diretamente ou através do DRI, divulgar imediatamente ao mercado tal ato ou fato relevante.

A não observância da política interna de divulgação poderá configurar transgressão às disposições previstas na Instrução CVM nº 358/2002 e na Lei nº 6.385/76, podendo sujeitar o infrator às penas de: (i) advertência; (ii) suspensão do exercício do cargo; e (iii) inabilitação temporária até o máximo de 20 anos, para o exercício do cargo.

## **21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações**

### **21.3 Informar os administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações.**

O Diretor de Relações com Investidores, função esta que é exercida pelo Diretor Vice-presidente Financeiro, é o responsável pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da Política de Divulgação de Ato ou Fato Relevante.

Complementarmente, a Companhia possui um Comitê de Divulgação de Informações Públicas, que é um órgão consultivo interno, de caráter não permanente. O objetivo do Comitê é garantir o cumprimento dos procedimentos para a divulgação de informações públicas e os controles internos dos processos de divulgação e de elaboração das informações a serem disponibilizadas pela Companhia às Bolsas de Valores nas quais as ações da Companhia estejam listadas.

O Comitê de Divulgação é composto pelo Diretor Presidente, pelos Diretores Vice-presidentes, pelos Diretores não estatutários, pelos Assessores da Diretoria Executiva e Gerentes de Departamento indicados pelo Presidente do Comitê, que exercem seus cargos por prazo indeterminado.

O Comitê de Divulgação tem um Presidente, um Vice-Presidente e um Secretário-Geral eleitos pelo voto da maioria de seus integrantes na primeira reunião que ocorrer após a sua constituição.

O Presidente do Comitê será substituído, nos seus impedimentos temporários, pelo Vice-Presidente ou, na falta deste, por outro Membro do Comitê por ele indicado e, não havendo indicação, por escolha dos demais Membros do Comitê.

No caso de vaga do cargo de Presidente, assumirá o Vice-Presidente, que permanecerá no cargo até que o Comitê eleja seu substituto.

## 21.4 - Outras informações relevantes

<b>21.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes</b>
---

Não há outras informações sobre políticas de divulgação que não tenham sido abrangidas anteriormente.

\*\*\*\*\*