

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	10
3.4 - Política de destinação dos resultados	11
3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido	15
3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas	16
3.7 - Nível de endividamento	17
3.8 - Obrigações	18
3.9 - Outras informações relevantes	19

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco	21
4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado	31
4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes	35
4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores	48
4.5 - Processos sigilosos relevantes	49
4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto	50
4.7 - Outras contingências relevantes	52
4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados	53

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Política de gerenciamento de riscos	54
5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado	58
5.3 - Descrição dos controles internos	61
5.4 - Alterações significativas	62
5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	63

6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM	64
6.3 - Breve histórico	65
6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial	68
6.6 - Outras informações relevantes	69

7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas	70
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais	77
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais	78
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total	80
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades	81
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior	82
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades	83
7.8 - Políticas socioambientais	84
7.9 - Outras informações relevantes	85

8. Negócios extraordinários

8.1 - Negócios extraordinários	102
8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor	103
8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais	104
8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	105

Índice

9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros	106
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados	107
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis	108
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades	109
9.2 - Outras informações relevantes	110

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais	111
10.2 - Resultado operacional e financeiro	145
10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras	157
10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor	158
10.5 - Políticas contábeis críticas	161
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras	162
10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras	163
10.8 - Plano de Negócios	164
10.9 - Outros fatores com influência relevante	166

11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas	167
11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas	168

12. Assembleia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa	169
12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais	172
12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração	173
12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem	174
12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal	175
12.7/8 - Composição dos comitês	179
12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores	180

Índice

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros	181
12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores	182
12.12 - Práticas de Governança Corporativa	183
12.13 - Outras informações relevantes	184

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária	185
13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	186
13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	190
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária	191
13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	192
13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária	193
13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	194
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	195
13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão	196
13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários	197
13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal	198
13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria	199
13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores	200
13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam	201
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	202
13.16 - Outras informações relevantes	205

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos	207
14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos	208

Índice

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados	209
14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos	210
14.5 - Outras informações relevantes	211
15. Controle e grupo econômico	
15.1 / 15.2 - Posição acionária	212
15.3 - Distribuição de capital	221
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	222
15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte	226
15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor	227
15.7 - Principais operações societárias	228
15.8 - Outras informações relevantes	230
16. Transações partes relacionadas	
16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas	231
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas	232
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	261
16.4 - Outras informações relevantes	263
17. Capital social	
17.1 - Informações sobre o capital social	264
17.2 - Aumentos do capital social	265
17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações	266
17.4 - Informações sobre reduções do capital social	267
17.5 - Outras informações relevantes	268
18. Valores mobiliários	
18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública	269
18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto	270

Índice

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados	271
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	272
18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação	273
18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros	274
18.8 - Títulos emitidos no exterior	275
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	276
18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios	277
18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros	278
18.12 - Outras informações relevantes	279

19. Planos de recompra/tesouraria

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor	291
19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria	292
19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria	293

20. Política de negociação

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários	294
20.2 - Outras informações relevantes	295

21. Política de divulgação

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações	297
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	298
21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações	299
21.4 - Outras informações relevantes	300

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Gustavo Estrella

Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Carlos Zamboni Neto

Cargo do responsável

Diretor Presidente

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 Companhia Paulista de Força e Luz ("Companhia" ou "CPFL Paulista") 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 do emissor e dos riscos inerentes às nossas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos.

Data: 10/08/2017



Carlos Zamboni Neto
Diretor Presidente

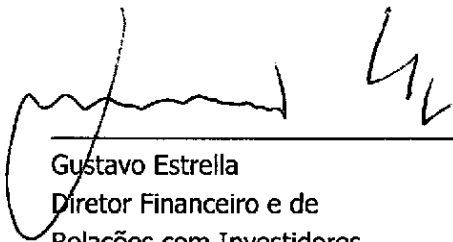
Carlos Zamboni Neto
Diretor Presidente
CPFL Paulista

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 Companhia Paulista de Força e Luz ("Companhia" ou "CPFL Paulista") 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 do emissor e dos riscos inerentes às nossas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos.

Data: 10/08/2017



Gustavo Estrella
Diretor Financeiro e de
Relações com Investidores

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

Possui auditor?	SIM		
Código CVM	385-9		
Tipo auditor	Nacional		
Nome/Razão social	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes		
CPF/CNPJ	49.928.567/0001-11		
Período de prestação de serviço	12/03/2012 a 13/03/2017		
Descrição do serviço contratado	(i) 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 e revisão especial das informações trimestrais destes exercícios, incluindo serviços de revisão: (a) fiscal, (b) escrituração Contábil Fiscal, (c) declaração de Imposto de Renda, para os respectivos anos calendário; (ii) auditoria das demonstrações regulatórias dos exercícios sociais findos em 31/12/2016 e 31/12/2015; e (iii) elaboração de procedimentos previamente acordados para assegurar de cumprimento de índices (covenants) financeiros e auditoria do contrato do programa Luz para Todos. Em 25 de março de 2015, foi aprovada a contratação dos serviços da Deloitte por mais 24 meses.		
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	A remuneração total faturada à Deloitte no exercício de 2016 foi de R\$ 1.276 mil, dos quais os valores de (i) R\$ 898 mil referem-se ao serviço de auditoria das demonstrações financeiras e revisão das informações intermediárias; (ii) R\$ 53 mil referem-se à revisão de Escrituração Contábil Fiscal (ECF); (iii) R\$ 186 mil referem-se a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias; (iv) R\$ 120 mil referem-se a procedimentos previamente acordados para assegurar de cumprimento de covenants financeiros e (v) R\$ 19 mil referem-se a auditoria de contratos de Luz pra Todos.		
Justificativa da substituição	Em cumprimento aos Artigos 28 e 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 Paulista, em reunião realizada em 02 de janeiro de 2017, 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 Touche Tohmatsu Auditores Independentes, que se encerram com o exercício de 2016		
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável.		
Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Christian Canezin	30/10/2015 a 13/03/2017	027.382.469-40	Av. Dr. José Bonifácio Coutinho Nogueira, 150, 5º andar, Jardim Madalena, Campinas, SP, Brasil, CEP 13091-611, Telefone (0019) 37073000, Fax (0019) 37073001, e-mail: ccanezin@deloitte.com
Marcelo Magalhães Fernandes	12/03/2012 a 29/10/2015	110.931.498-17	Av. Dr. José Bonifácio Coutinho Nogueira, 150, 5º andar, Jardim Madalena, Campinas, SP, Brasil, CEP 13091-611, Telefone (0019) 37073000, Fax (0019) 37073001, e-mail: mfernandes@deloitte.com

Possui auditor?	SIM
Código CVM	418-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	KPMG Auditores Independentes
CPF/CNPJ	57.755.217/0001-29
Período de prestação de serviço	29/03/2017
Descrição do serviço contratado	Auditoria das Demonstrações Financeiras para os exercícios sociais a findar 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.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Não houve pagamentos aos auditores relacionados a tais serviços em 2017.
Justificativa da substituição	Não aplicável
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Marcio José dos Santos	29/03/2017 a 05/02/2018	253.206.858-23	Av. Barão de Itapura, 950, 6 andar, Botafogo, Campinas, SP, Brasil, CEP 13020-431, Telefone (19) 21298700, Fax (19) 21298728, e-mail: marciosantos@kpmg.com.br
Thiago Rodrigues de Oliveira	06/02/2018	279.464.668-03	Av. Coronel Silva Telles, 977, 10 andar, Cambui, Campinas, SP, Brasil, CEP 13024-001, Telefone (19) 31986708, Fax (19) 31986001, e-mail: troliveira@kpmg.com.br

2.3 - Outras informações relevantes

2.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

As políticas da Companhia na contratação de serviços de auditores independentes buscam certificar que não haja conflito de interesses, perda de independência e de objetividade dos referidos prestadores de serviços. Para tanto, foram estabelecidos procedimentos específicos para a contratação desses serviços, dentre os quais: (i) a competência do Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia recomendar ao Conselho de Administração da Companhia sobre a contratação, substituição e remuneração dos auditores independentes, assim como para manifestar-se sobre a contratação de auditores independentes para a prestação de outros serviços que não tenham sido objeto de pré-aprovação pelo Conselho de Administração da CPFL Energia; e (ii) a competência do Conselho de Administração da CPFL Energia para opinar ao Conselho de Administração da Companhia acerca da 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 não prestou, em 2016, serviços não-relacionados à auditoria externa cujos honorários fossem 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:

<u>Natureza</u>	<u>Data do contrato</u>	<u>Duração</u>	<u>Valor</u>	<u>Percentual do total do contrato de auditoria</u>
Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR)	16/04/2015	Anos calendários 2015 e 2016	186.186,90	21%
Procedimentos previamente acordados - Asseguração de covenants financeiros	27/11/2015	Anos calendários 2015 e 2016	120.308,08	13%
Auditoria de contratos de Luz pra Todos	22/04/2015	Anos calendários 2015 e 2016	18.989,36	2%
Revisão tributária - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	22/04/2015	Anos calendários 2015 e 2016	52.750,43	6%
			<u>378.234,76</u>	<u>42%</u>

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

A Administração da Companhia 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

(Reais)

Últ. Inf. Contábil (30/06/2017)

Exercício social (31/12/2016)

Exercício social (31/12/2015)

Exercício social (31/01/2014)

3.2 - Medições não contábeis

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

(a) informar o valor das medições não contábeis;

Os montantes de EBITDA (LAJIDA), observando os preceitos da Instrução CVM nº 527, de 4 de outubro de 2012, expresso em R\$ mil, foram R\$ 386.949, R\$ 873.131, R\$ 947.149 e R\$ 1.109.569 no 1º semestre de 2017, e exercícios findos em 2016, 2015 e 2014, respectivamente;

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

	30/06/2017	30/06/2016	2016	2015(*)	2014(**)
Lucro líquido contábil	75.593	217.840	255.329	298.203	502.719
Impostos sobre o lucro	58.435	124.486	158.682	186.015	258.662
Resultado financeiro	138.909	50.405	244.640	248.078	136.942
Amortização	114.012	105.609	214.480	214.853	211.246
EBITDA	386.949	498.340	873.131	947.149	1.109.569

(*) Contempla os efeitos da nota explicativa 2.6 de nossas demonstrações financeiras anuais de 31 de dezembro de 2016.

(**) O EBITDA de 2014 não é comparável com os períodos subsequentes, pois a alteração de política contábil efetuada pela Companhia em 2016, referente a reclassificação do "ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão" anteriormente classificado como resultado financeiro, foi refletida retrospectivamente apenas até 2015.

	30/06/2017	2016	2015	2014
Empréstimos, financiamentos e encargos	3.522.604	3.521.538	4.389.362	2.815.947
Debêntures e encargos	802.721	1.239.218	1.239.511	1.225.085
Derivativos	(386.690)	(332.142)	(1.137.715)	(319.532)
Endividamento bruto	3.938.635	4.428.614	4.491.158	3.721.500
Caixa e Equivalentes de Caixa	1.478.304	2.225.091	2.169.504	1.115.198
Endividamento líquido	2.460.331	2.203.523	2.321.654	2.606.302

(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 amortização. O EBITDA fornece uma medida gerencial útil do desempenho da Companhia e a definição de EBITDA utilizada pode não ser comparável àquelas utilizadas por outras empresas. Ressalta-se que o EBITDA não é uma medida 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 amortização, sendo normalmente utilizado por investidores e analistas de mercado.

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

3.2 - Medições não contábeis

utilizados com frequência para o estabelecimento de cláusulas restritivas financeiras de contratos de empréstimos, financiamentos e de debêntures.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

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

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

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

	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014
a) Regras sobre retenção de lucros	<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 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 da Companhia, quando do pagamento da indenização pelo Poder Concedente, bem como pela baixa do Ativo Financeiro da Concessão decorrente de alienação ou reestruturação societária, e</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 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 da Companhia, quando do pagamento da indenização pelo Poder Concedente, bem como pela baixa do Ativo Financeiro da Concessão decorrente de alienação ou reestruturação societária, e resultará na</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 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 da Companhia, quando do pagamento da indenização pelo Poder Concedente, bem como pela baixa do Ativo Financeiro da Concessão decorrente de alienação ou reestruturação societária, e resultará na reversão dos</p>

3.4 - Política de destinação dos resultados

	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014
	<p>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 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 prazo de concessão da Companhia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros.</p>	<p>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 da Companhia;</p> <p>d) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em caso de prejuízo, as reservas constituídas poderão ser utilizadas para absorver o prejuízo remanescente, sendo a reserva de ajustes do ativo da concessão e a reserva legal, nesta ordem, as últimas a serem absorvidas.</p> <p>Em 2015, amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/1976, a Companhia constituiu Reserva Estatutária – Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão com a finalidade de adequar o fluxo de caixa proveniente do recebimento da indenização, pelo Poder Concedente, ao final do prazo de concessão da Companhia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros.</p>	<p>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 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 do recebimento da indenização, pelo Poder Concedente, ao final do prazo de concessão da Companhia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros.</p>

3.4 - Política de destinação dos resultados

	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014
a.i) Valores das Retenções de Lucros	Na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 04.04.2017, foi aprovada a seguinte destinação de lucro líquido para o exercício social encerrado em 31.12.2016: (i) Reserva estatutária – ajustes do ativo financeiro da concessão: R\$ 77.124.813,86, saldo final de R\$ 322.866.685,64; e (ii) Reserva Legal: R\$12.766.435,91, saldo final de R\$ 34.941.415,31.	Na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 28.04.2016, foi aprovada a seguinte destinação de lucro líquido para o exercício social encerrado em 31.12.2015: (i) Reserva estatutária – ajustes do ativo financeiro da concessão: R\$ 92.022.953,49, saldo final de R\$ 245.741.871,78; e (ii) Reserva Legal: R\$14.910.133,34, saldo final de R\$ 22.174.979,40.	Na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 28.04.2015, foi aprovada a seguinte destinação de lucro líquido para o exercício social encerrado em 31.12.2014: (i) Reversão da Retenção de lucros para investimentos, constituída em 2013: R\$ 179.407.745,50; Reserva estatutária – ajustes do ativo financeiro da concessão: R\$ 28.828.048,55, saldo final de R\$ 153.718.918,29; e (ii) Retenção de lucros para investimentos: constituição de reserva no montante de R\$ 109.658.000,00.
b) Regras sobre distribuição de dividendos	<p>O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de, no mínimo, 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.</p> <p>De acordo com as práticas contábeis internacionais, CPC 24 e ICPC 08, apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado. Já o dividendo declarado ainda não aprovado, só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações financeiras após aprovação pelo órgão competente. Desta forma, quando aplicável, dividendos adicionais propostos serão mantidos no patrimônio líquido, em conta denominada "Dividendo", em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das referidas demonstrações financeiras.</p> <p>As regras sobre distribuição de dividendos apresentadas referem-se aos três exercícios sociais.</p>		
c) Periodicidade das distribuições de dividendos	<p>O Estatuto Social da Companhia estabelece que o dividendo obrigatório poderá ser pago antecipadamente, no curso do exercício e até a Assembleia Geral Ordinária que deliberar sobre o respectivo montante. O valor do dividendo antecipado será compensado com o do dividendo obrigatório do exercício. A Assembleia Geral determinará o pagamento do saldo do dividendo obrigatório, se houver, bem como a reversão àquela reserva do valor pago antecipadamente.</p> <p>Ressaltamos que cabe ao nosso Conselho de Administração a prerrogativa de declarar dividendos intermediários à conta de lucros apurados no balanço semestral ou, observadas as disposições legais, apurado em períodos menores que o semestre, ou, ainda, à conta de lucros acumulados ou reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. O Conselho de Administração poderá, também, declarar juros sobre o capital próprio e imputá-los ao pagamento do dividendo mínimo obrigatório.</p> <p>Os dividendos, salvo deliberação em contrário da Assembleia Geral, devem ser pagos no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, contado a partir da data da deliberação de sua distribuição e, em qualquer caso, dentro do exercício social.</p> <p>A periodicidade das distribuições de dividendos apresentada refere-se aos três exercícios sociais.</p>		

3.4 - Política de destinação dos resultados

	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014
d) Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	<p>A Companhia está sujeita a restrições de distribuição de dividendos em função das debêntures e de alguns empréstimos, mais especificamente empréstimos obtidos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social - BNDES.</p> <p>A regra geral versa que a Companhia pode distribuir dividendos se atendidas (i) integralmente as obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (ii) a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos.</p> <p>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>As restrições à distribuição de dividendos apresentadas referem-se aos três exercícios sociais.</p>		

3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

3.6 - 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.

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

3.7 - Nível de endividamento

Exercício Social	Soma do Passivo Circulante e Não Circulante	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
30/06/2017	7.916.017.509,23	Índice de Endividamento	6,96363946	
31/12/2016	8.174.101.915,16	Índice de Endividamento	7,68676330	

3.8 - Obrigações

Últ. Inf. Contábil (30/06/2017)							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Financiamento	Garantia Real		158.273.011,00	203.909.753,00	163.842.396,00	54.541.533,00	580.566.693,00
Financiamento	Quirografárias		8.471.564,00	12.653.148,00	0,00	0,00	21.124.712,00
Títulos de dívida	Quirografárias		161.134.518,00	390.250.965,00	251.335.569,00	0,00	802.721.052,00
Empréstimo	Quirografárias		1.425.521.640,00	1.196.805.917,00	298.585.205,00	0,00	2.920.912.762,00
Total			1.753.400.733,00	1.803.619.783,00	713.763.170,00	54.541.533,00	4.325.325.219,00
Observação							

Exercício social (31/12/2016)							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Financiamento	Garantia Real		171.595.632,00	272.802.816,00	161.955.775,00	54.306.017,00	660.660.240,00
Financiamento	Quirografárias		8.484.990,00	16.870.865,00	0,00	0,00	25.355.855,00
Empréstimo	Quirografárias		272.066.734,00	2.289.244.923,00	274.212.334,00	0,00	2.835.523.991,00
Títulos de dívida	Quirografárias		273.658.273,00	713.315.152,00	252.244.963,00	0,00	1.239.218.388,00
Total			725.805.629,00	3.292.233.756,00	688.413.072,00	54.306.017,00	4.760.758.474,00
Observação							
<p>Observações: A separação dos valores das obrigações do emissor em função das garantias atreladas utilizaram as categorias garantia real, garantia fluante e quirografária, bem como outro tipo de garantia ou privilégio;</p> <p>Quirografárias: contemplam também as garantias fidejussórias que são as fianças e avais corporativos dados pela controladora, assim como os demais passivos sem garantia específica.</p> <p>Garantias reais: referem-se a recebíveis, vinculação de receitas, direitos creditórios, vinculação de bens próprios, alienação fiduciária, cessão fiduciária e penhor de quotas;</p> <p>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 não possui obrigações com esta categoria de garantias;</p>							

3.9 - Outras informações relevantes

3.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

A Companhia esclarece que o item 3.1 não foi preenchido por ser facultativo em função da mesma ser uma empresa classificada como categoria B.

Informações complementares ao item 3.8

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

3.9 - Outras informações relevantes

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

4. FATORES DE RISCO

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

a) ao emissor;

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 a sua área 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 que as nossas necessidades, de forma que venhamos a ser considerados responsáveis nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e da legislação aplicável, podemos ser forçados a acessar o mercado spot para comprar energia adicional a preços substancialmente maiores do que aqueles previstos em contratos de longo prazo. Podemos ser impedidos de repassar esses custos adicionais parcial ou 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 estabelecidos nos termos do nosso contrato de concessão e de autorizações.

Em todo caso, se ocorrerem diferenças significativas entre a nossa demanda estimada e efetiva de energia elétrica, o resultado das nossas operações poderá ser adversamente afetado, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais, inclusive relativas às debêntures de nossa emissão.

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 pela Companhia aos nossos consumidores. Nossas tarifas são determinadas de acordo com contrato de concessão celebrado com o governo brasileiro e em conformidade com os regulamentos e decisões da ANEEL.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Nosso contrato de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo que admite três tipos de reajustes tarifários: (i) reajuste tarifário anual, ou RTA; (ii) revisão tarifária periódica, ou RTP e (iii) revisão tarifária extraordinária, ou RTE.

Temos o direito de requerer, a cada ano, o reajuste anual, que é destinado a compensar certos efeitos da inflação sobre as tarifas e repassar aos consumidores certas alterações 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 distribuição.

Ademais, a ANEEL costuma realizar a revisão tarifária periódica a cada cinco anos. 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 pleiteadas por nós. As revisões extraordinárias podem tanto afetar negativamente os nossos resultados operacionais ou posição financeira, quanto compensar custos imprevisíveis (tais como tributos que afetem significativamente a nossa estrutura de custo).

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 (i) o reajuste tarifário anual, ou RTA; (ii) a revisão tarifária periódica, ou RTP; (iii) a revisão tarifária extraordinária, ou RTE; ou (iv) a revisão das metodologias aplicadas ao setor elétrico nos serão favoráveis ou desfavoráveis. Nossos resultados, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais, inclusive relativas às debêntures de nossa emissão, poderão ser adversamente afetados pelos reajustes e revisões de que trata este item.

Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nosso contrato de concessão, o que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, no encerramento de nossa concessão.

A ANEEL pode nos impor penalidades caso deixemos de cumprir qualquer disposição do nosso contrato de concessão. 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;
- embargo às atividades de construção;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- obrigações de aportes adicionais pelos acionistas controladores da concessionária;
- intervenção da ANEEL na administração da concessionária infratora; e
- extinção da concessão.

O governo brasileiro pode ainda, extinguir a nossa concessão por meio de desapropriação caso entenda haver motivos de interesse público.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Atualmente estamos cumprindo com todas as condições relevantes de nosso contrato de concessão. No entanto, não podemos garantir que não seremos penalizados pela ANEEL por descumprimentos de nosso contrato de concessão ou que nossa concessão não será revogada no futuro.

A indenização a que temos direito na ocorrência de eventual rescisão ou revogação antecipada de nossa concessão pode não ser suficiente para recuperarmos o valor integral de certos ativos. Além disso, caso o nosso contrato de concessão seja rescindido por razões que nos sejam imputáveis o valor efetivo de indenização pelo poder concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou de outras penalidades.

Por conseguinte, caso nos sejam impostas multas ou penalidades ou caso ocorra a revogação de nossa concessão, a nossa situação financeira e os nossos resultados operacionais poderão sofrer um efeito adverso relevante, bem como afetar de maneira adversa nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais, inclusive relativas às debêntures de nossa emissão.

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 30 de junho de 2017, tínhamos um Endividamento Bruto (exceto derivativos) de R\$ 4.325 milhões.

Adicionalmente, poderemos incorrer em endividamentos adicionais, periodicamente, para financiar outros propósitos, sujeitos às restrições aplicáveis aos nossos financiamentos atuais.

O eventual aumento do nosso grau de endividamento aumenta, conseqüentemente, a possibilidade de não termos caixa suficiente para pagar pontualmente o principal, juros e outros encargos relacionados às nossas obrigações contratuais, inclusive relativas às debêntures de nossa emissão.

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

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

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

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

- incapacidade de vencer leilões do setor de energia elétrica promovidos pela ANEEL; e
- indisponibilidade de financiamento adequado.

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

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

Nossa capacidade de concluir o programa de investimento 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, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais, inclusive relativas às debêntures de nossa emissão.

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, poderemos ser responsabilizados por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios no sistema de distribuição, sempre que essas interrupções ou distúrbios não sejam atribuíveis a um integrante identificado da 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 causar um efeito relevante adverso em nossos resultados, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais, inclusive relativas às debêntures de nossa emissão.

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

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

Em 23 de janeiro de 2017, a State Grid Brazil Power Participações S.A., ou ("State Grid Brazil"), concluiu a aquisição de ações ordinárias representativas de 54,6% do capital com direito a voto da CPFL Energia, por meio da qual adquiriu o poder de controle direto da CPFL Energia e indireto da Companhia. A State Grid Brazil é uma subsidiária indireta da State Grid Corporation of China, uma empresa estatal da República Popular da China.

A State Grid Brazil poderá tomar medidas que podem ser contrárias aos interesses dos demais titulares de valores mobiliários de nossa emissão. Em particular, a State Grid Brazil controla as decisões das assembleias e pode eleger

4.1 - Descrição dos fatores de risco

a maioria dos membros do nosso Conselho de Administração na qualidade de acionista controlador indireto. A State Grid Brazil pode dirigir as ações em áreas como estratégia de negócios, financeira, distribuição, aquisição e alienação de ativos ou negócios.

As decisões da State Grid Brazil quanto a estes assuntos podem divergir das expectativas ou preferências dos demais titulares de valores mobiliários de nossa emissão. Para mais informações sobre a aquisição da State Grid Brazil e suas intenções anunciadas relativas a participações em nossa controladora CPFL Energia, vide item 15.7 abaixo.

Caso as decisões da State Grid Brazil sobre a estratégia de negócios, financeira, distribuição, aquisição e alienação de ativos ou negócios não sejam convergentes aos interesses dos titulares de outros valores mobiliários de nossa emissão, o cumprimento das obrigações estabelecidas nas escrituras de emissão de debêntures de nossa emissão poderá ser adversamente afetada.

c) a seus acionistas;

Não há nenhum fator de risco que seja preponderantemente relacionado "a seus acionistas".

d) a suas controladas e coligadas;

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

e) a seus fornecedores;

O risco associado aos fornecedores, principalmente com relação à Usina Hidroelétrica de Itaipu, principal fornecedor da Companhia, está informado no item j: "O impacto de uma escassez de energia elétrica e do racionamento de energia elétrica dela decorrente, a exemplo do ocorrido em 2001 e 2002, pode ter um efeito adverso substancial sobre nosso negócio e resultados operacionais".

f) a seus clientes;

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

O nível de inadimplência de nossos consumidores pode ser afetado por variáveis 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 inadimplemento 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, nossas condições financeiras e resultados operacionais poderão ser adversamente afetados bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais, inclusive relativas às debêntures de nossa emissão.

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

O governo brasileiro exerceu e continua a exercer influência significativa na economia brasileira. Essa influência, além das condições políticas e econômicas brasileiras, pode afetar adversamente nossos negócios.

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, bem

4.1 - Descrição dos fatores de risco

como outras políticas monetárias e regulamentações aplicáveis ao setor de energia frequentemente envolvem, entre outras medidas, alteração 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. *Standard & Poor's* retirou o selo de bom pagador do Brasil, em 9 de setembro de 2015. 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. *Moody's Investors Service* rebaixou o risco Brasil para Ba2, com perspectiva negativa, em 24 de fevereiro de 2016. Esses rebaixamentos refletem as críticas condições econômicas, a manutenção de políticas fiscais adversas e o aumento da incerteza política no Brasil.

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

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

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

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

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

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

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

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

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

Não podemos assegurar a renovação da nossa concessão.

Conduzimos nossa atividade de distribuição nos termos de contrato de concessão firmados com o governo brasileiro. A duração de nossa concessão é 30 anos, até 20 de novembro de 2027, com opção de renovação por no máximo igual período.

A Constituição Federal da República Federativa do Brasil requer que todas as concessões relativas a serviços públicos sejam outorgadas por meio de leilão. Com base em leis e regulamentos específicos do setor de energia elétrica, o governo brasileiro pode renovar as atuais concessões por um período adicional de até 30 anos, dependendo da natureza da concessão, sem leilão, desde que a concessionária tenha alcançado determinados padrões mínimos financeiros, de desempenho dentre 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 renovação de concessão.

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

adimplir nossas obrigações contratuais, inclusive relativas às debêntures de nossa emissão, uma vez que não teremos receita.

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

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

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

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

Caso a regulamentação ambiental e de saúde se torne mais rigorosa no futuro, as nossas operações e os nossos resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais, inclusive relativas às debêntures de nossa emissão.

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

O governo brasileiro implementou mudanças fundamentais na regulação do setor elétrico, por meio da legislação aprovada em 2004, conhecida como a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Contestações quanto à constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ainda estão pendentes perante o Supremo Tribunal Federal.

Se toda ou parte da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico for declarada inconstitucional, as consequências serão 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 de energia, incluindo no nosso negócio e nos resultados de nossas operações.

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

i) aos países estrangeiros onde o emissor atue.

Não aplicável em função do emissor somente atuar 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

Somos dependentes das condições hidrológicas existentes no Brasil. Em 2016, de acordo com dados do 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.

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. 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 termoelétrica, sendo que as Distribuidoras podem, ainda, correr risco de descasamento de fluxo de caixa de curto prazo.

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

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

Por exemplo, durante o período de baixa precipitação pluviométrica nos anos de 2000 e 2001, o governo brasileiro instituiu o Programa de Racionamento, um programa de redução do consumo de energia elétrica que esteve em vigor de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002. O Programa de Racionamento estabeleceu limites para o consumo de energia elétrica para consumidores industriais, comerciais e residenciais, que variavam de 15,0% a 25,0% de redução no consumo de energia.

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

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

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

Risco de Mercado de Energia: O negócio de distribuição de energia nos ambientes regulado e livre está sujeito ao risco de mercado associado à comercialização de energia. As particularidades deste risco para cada negócio são detalhadas a seguir:

Risco de sub/sobrecontratação: Risco previsto no item 4.1.(a) acima.

No exercício fiscal findo em 2016, o percentual de sobrecontratação da CPFL Paulista foi de 103,4% (dentro do limite regulatório de 105%), sendo que, portanto, não houve perdas de repasse na contratação.

Risco regulatório: Risco previsto no item 4.1.(a) acima.

Em decorrência da legislação regulatória sob a qual a Companhia está sujeita, anualmente a tarifa cobrada pela Companhia é ajustada. 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 08 de abril de 2016. As novas tarifas entraram em vigor em 08 de abril de 2017.

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

Risco de crédito: O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. O risco de inadimplência que gera a Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa ("PCLD") impactou o resultado do serviço da Companhia no exercício de 2016 em 1,0% (R\$ 78,8 milhões), efeito total do impacto no resultado de 2016.

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

Risco de taxa de juros:

Em 30 de junho de 2017, 41,6% do nosso endividamento bruto (exceto derivativos) estava denominado em Reais e atrelado a taxas do mercado financeiro brasileiro ou a índices de inflação, ou, ainda, estavam sujeitos a taxas flutuantes de juros. Em 30 de junho de 2017, os 58,4% restantes do nosso endividamento total estavam denominados em moeda estrangeira, predominantemente, dólares norte-americanos (comparados a, aproximadamente, 51,7%, em 31 de dezembro de 2016, 57,8%, em 31 de dezembro de 2015 e 41,4%, em 31 de dezembro de 2014), embora, em grande parte, vinculados a swaps cambiais que os convertiam em reais.

Em 31 de dezembro de 2016, aproximadamente 48,3% do nosso endividamento bruto (exceto derivativos) estava denominado em Reais e atrelado a taxas do mercado financeiro brasileiro ou a índices de inflação, ou, ainda, estavam sujeitos a taxas flutuantes de juros. Em 31 de dezembro de 2016, os 51,7% restantes do nosso endividamento bruto (exceto derivativos) estavam denominados em moeda estrangeira, predominantemente, dólares norte-americanos

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

(comparados a, aproximadamente, 57,8%, em 31 de dezembro de 2015, e 41,4%, em 31 de dezembro de 2014), embora, em grande parte, vinculados a swaps cambiais que os convertiam em reais.

Adicionalmente, compramos energia da usina Hidroelétrica de Itaipu, que é uma das nossas principais fornecedoras, cujo custo está atrelado à variação cambial do dólar norte-americano. Anualmente, no momento do reajuste tarifário, as nossas tarifas são reajustadas para contemplar os ganhos ou perdas dessas compras da usina Hidrelétrica de Itaipu. Desse modo, quando o real valoriza em relação ao dólar norte-americano, como ocorreu em 2016, as nossas despesas financeiras diminuem. Neste sentido, quando o real desvaloriza em relação ao dólar norte-americano, as nossas despesas financeiras aumentam.

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

A exposição da Companhia em 31 de dezembro de 2016 é passiva em: (i) R\$ 1.502 milhões indexados à CDI, (ii) R\$ 320 milhões à TJLP, (iii) R\$ 414 milhões a SELIC. O risco de alta da taxa de juros é parcialmente compensado pela posição de (iv) ativos financeiros da concessão indexada ao IPCA, no montante de R\$ 2.127 milhões.

Em relação ao risco cambial, em 31 de dezembro de 2016, a exposição líquida da Companhia é ativa de R\$ 57 milhões sob risco de baixa do dólar e R\$ 1 milhão sob risco de baixa do euro.

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

Risco inflacionário:

O Brasil conviveu no passado com taxas de inflação extremamente elevadas e, por este motivo, adotou políticas monetárias que resultaram em uma das maiores taxas de juros reais do mundo. Entre 2007 e 2016, a 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 30 de junho de 2017, a SELIC anualizada foi de 10,25%.

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.

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

Risco de taxa de câmbio:

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 30 de junho de 2017, a taxa de câmbio era de R\$ 3,308 por US\$ 1,00. O real poderá continuar a flutuar significativamente em comparação com o dólar norte-americano no futuro.

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

A depreciação do Real eleva o custo de serviço da nossa dívida em moeda estrangeira e os custos de aquisição de energia elétrica da Hidrelétrica de Itaipu, uma usina hidrelétrica que é uma das nossas principais fornecedoras e que corrige os preços de energia elétrica parcialmente com base em custos atrelados ao dólar norte-americano.

Em 30 de junho de 2017, o saldo da dívida contraída por nós em moeda estrangeira é de R\$ 2.525 milhões mensurados a valor justo, bem como o saldo das contas a pagar, em decorrência do fornecimento de energia de Itaipu, que é valorado em dólar norte americano, é de R\$ 188 milhões.

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

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.

Risco político:

As condições políticas atuais no Brasil podem afetar a confiança dos investidores e do público em geral, assim como o desenvolvimento da nossa economia, o que, conseqüentemente, também pode afetar nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

Atualmente, o mercado brasileiro está vivenciando uma crescente volatilidade, causada por incertezas decorrentes das mudanças no cenário político e da Operação Lava Jato e de outras investigações conduzidas 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 e privadas estão sendo acusados, em alguns casos, condenados por, ou, ainda, celebrando acordos de delação premiada relativos à 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, construção e bens de consumo.

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

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

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

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

A apuração de covenant prevê um limite máximo de 3,75x do indicador de Dívida Líquida / EBITDA e 2,25x do indicador EBITDA / Resultado financeiro, apurados semestralmente na controladora CPFL Energia, sob pena de eventual aceleração da dívida em caso de descumprimento do limite por dois semestres consecutivos. Para o 1º semestre de 2017 a controladora CPFL Energia fechou a apuração dentro dos limites estabelecidos.

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

Risco quanto à escassez de energia: Risco previsto no item 4.1.(j) acima.

A Companhia não possui dados quantitativos para precificar o impacto da concretização de uma ocorrência do risco ora descrito. Entretanto, a Companhia esclarece que, apesar da ocorrência de uma escassez de energia pode causar um impacto relevante em sua receita, tal ocorrência se daria apenas no caso extremo de necessidade de racionamento de energia.

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)

Não ocorreram revisões extraordinárias no ano de 2016 e no primeiro semestre de 2017.

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

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

Encontram-se identificados neste Formulário de Referência todos os processos em andamento nos quais a Companhia figura como parte, classificados como não sigilosos e que são relevantes para a Companhia, com a posição atualizada até 30 de junho de 2017. No processo de análise de relevância, a Companhia não se deteve somente nos potenciais efeitos econômicos e financeiros de uma decisão desfavorável, considerando, também, aqueles processos que poderiam influenciar a decisão do público investidor, como, por exemplo, os processos que podem afetar de forma significativa seu patrimônio, sua capacidade financeira ou dos seus negócios, bem como que possam gerar riscos de imagem inerentes a certas práticas da Companhia ou riscos jurídicos relacionados à discussão da validade de cláusulas estatutárias.

Apresentamos a seguir os detalhes dos processos em que somos parte, que não estão sob sigilo e que consideramos relevantes para os nossos negócios em 30 de junho de 2017. Ressaltamos que os valores informados neste item encontram-se expressos em milhares, exceto quando expressamente descrito de forma diferente.

PROCESSOS FISCAIS

Plano de pensão – CPFL Paulista

A CPFL Paulista está envolvida em um processo fiscal que contesta a dedutibilidade de despesas reconhecidas em 1997, relacionadas a um déficit do fundo de pensão da Fundação CESP. Com base em uma opinião favorável da Receita Federal, a CPFL Paulista deduziu tais despesas para os fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Realizamos depósitos judiciais no valor de R\$360 milhões em 2007 e R\$54 milhões em 2011 (ajustado monetariamente para R\$ 746 milhões em 31 de dezembro de 2015) de forma a prevenir qualquer penhora de bens pela Receita Federal, permitindo a CPFL Paulista apelar. Em janeiro de 2016, a CPFL Paulista obteve decisões judiciais que autorizaram a substituição dos depósitos judiciais por garantias financeiras (carta de garantia e garantia de execução), em razão das quais as retiradas em nome da CPFL Paulista ocorreram em 2016. Em fevereiro de 2017, seguindo uma determinação judicial, depositamos judicialmente R\$ 206 milhões, relacionado à atualização monetária do depósito original (ajustado monetariamente para R\$ 216 milhões em 30 de junho de 2017). Este processo fiscal também levou a diversos outros processos, os quais totalizaram R\$ 1.167.425 mil em 30 de junho 2017 e permanecem aguardando decisão das instâncias judiciais superiores (acreditamos que a chance de perda é possível), sendo que os principais estão destacados abaixo:

Execução Fiscal nº 0014813-89.2004.4.03.6105 (2004.61.05.014813-3) – IRPJ	
(a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas
(b) Instância	3ª Instância (judicial)
(c) Data de instauração	19/11/2004
(d) Partes no processo	Fazenda Nacional x CPFL Paulista
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 512.452
(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 Companhia 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 Companhia

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

Execução Fiscal nº 0014813-89.2004.4.03.6105 (2004.61.05.014813-3) – IRPJ	
	prosseguir com a ação sem correr o risco de ter qualquer ativo penhorado pelas autoridades fiscais. Em janeiro de 2016, a Companhia obteve decisão judicial que autorizou a substituição do depósito judicial por garantia financeira (seguro garantia), permitindo a realização do levantamento (saque) do valor depositado em favor da Companhia em 2016. Durante o trâmite do processo foi proferida sentença determinando a manutenção do débito, contra a qual a Companhia interpôs Apelação, ou seja, a decisão foi favorável à Fazenda Nacional e a Companhia recorreu. O referido recurso teve seu provimento negado, em 12/01/2015. A CPFL Paulista recorreu do provimento negado, ingressando 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 outro recurso (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 CPFL Paulista no valor de R\$ 512.452, que representa 6,8% da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2016.

Execução Fiscal nº 0014812-07.2004.4.03.6105 (2004.61.05.014812-1) – CSLL	
(a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas
(b) Instância	2ª Instância (judicial)
(c) Data de instauração	19/11/2004
(d) Partes no processo	Fazenda Nacional x CPFL Paulista
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 200.587
(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 Companhia deduziu tais despesas para fins da apuração de valores devidos a título de imposto de renda. Para garantia desse processo, a Companhia obteve fiança bancária. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a Companhia recorreu, interpondo Apelação. O Recurso foi parcialmente provido, apenas para determinar a sua suspensão 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 CPFL Paulista no valor de R\$ 200.587, que representa 2,7% da Receita Líquida da

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

Execução Fiscal nº 0014812-07.2004.4.03.6105 (2004.61.05.014812-1) – CSLL	
	Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

Execução Fiscal nº 0000330-78.2009.4.03.6105 (2009.61.05.000330-0) – IRPJ, CSLL, PIS e COFINS	
(a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas
(b) Instância	2ª Instância (judicial)
(c) Data de instauração	08/01/2009
(d) Partes no processo	Fazenda Nacional x CPFL Paulista
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 98.512
(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 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 CPFL Paulista no valor de R\$ 98.512, que representa 1,3% da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

Execução Fiscal nº 0004593-90.2008.4.03.6105 (2008.61.05.004593-3) – IRPJ, CSLL, PIS e COFINS	
(a) Juízo	5ª Vara Federal de Campinas
(b) Instância	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\$ 70.427
(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

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

Execução Fiscal nº 0004593-90.2008.4.03.6105 (2008.61.05.004593-3) – IRPJ, CSLL, PIS e COFINS	
	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 (saque) do respectivo valor depositado em favor da controlada em 2016. Foi proferida sentença determinando a manutenção do débito. Posteriormente, a CPFL Paulista recorreu, interpondo 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 CPFL Paulista no valor de R\$ 70.427, que representa 0,9% da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

Processo Fiscal nº 10830.720420/2007-71– IRPJ, CSLL, PIS e COFINS	
(a) Juízo	Delegacia da Receita Federal
(b) Instância	1ª Instância (Judicial)
(c) Data de instauração	06/12/2016
(d) Partes no processo	CPFL PAULISTA X RECEITA FEDERAL
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 88.074
(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 da 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). Após discussão administrativa infrutífera, o auto de infração foi inscrito em dívida ativa e a execução fiscal foi ajuizada pela Fazenda Nacional. A Execução Fiscal em tela

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

Processo Fiscal nº 10830.720420/2007-71– IRPJ, CSLL, PIS e COFINS	
	tem por objeto a cobrança dos débitos acima mencionados. Atualmente, aguarda-se julgamento dos Embargos à Execução apresentados pela CPFL Paulista.
(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\$ 88.074, que representa 1,2% da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, 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\$ 171.754
(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.
(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\$ 171.754, que representa 2,3% da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

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

- **USO DO SOLO – CPFL Paulista**

A CPFL Paulista está sujeita a diversas execuções fiscais movidas pela cidade de Ribeirão Preto, cobrando impostos 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. Nós acreditamos que a probabilidade de perda é remota. O montante reclamado totaliza aproximadamente R\$ 409.121 em 30 de junho de 2017 e os principais processos estão destacados abaixo:

Processo Fiscal nº 0559532-33.2010.8.26.0506 – Uso do solo	
(a) Juízo	2ª Vara da Fazenda Pública de Ribeirão Preto
(b) Instância	1ª Instância (judicial)
(c) Data de instauração	20/10/2010
(d) Partes no processo	CPFL Paulista x Prefeitura de Ribeirão Preto
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 151.875
(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 (petição explicitando a matéria de ordem pública) 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 recorreu, ingressando 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 CPFL Paulista no valor de R\$ 151.875 que representa 2,0% da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

Processo Fiscal nº 0559505-50.2010.8.26.0506 – Uso do solo	
(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\$ 73.108
(f) Principais fatos	Execução fiscal pretendendo a cobrança de tributo pelo uso do solo do exercício de 2005. Apresentada exceção de pré-executividade (petição

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

Processo Fiscal nº 0559532-33.2010.8.26.0506 – Uso do solo	
	<p>explicitando a matéria de ordem pública) alegando, em síntese, a inconstitucionalidade da cobrança.</p> <p>Em sede de sentença, a Exceção foi acolhida para declarar ilegítima a contribuição. A Prefeitura recorreu mediante apelação, a qual foi negada provimento. Assim, a Municipalidade apresentou novos recursos, os Recursos Especial e Extraordinário, perante o STJ e STF, respectivamente, os quais foram suspensos em função do reconhecimento da repercussão geral da questão constitucional discutida (STF Tema nº 261).</p>
(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 no valor de R\$ 73.108 que representa 1,0% da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

Processo Fiscal nº 02/2014/040325-2 – Uso do solo	
(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\$ 74.882
(f) Principais fatos	<p>Cobrança administrativa pretendendo o recebimento de tributo pelo uso do solo do exercício de 2014. Apresentada Impugnação alegando, em síntese, a inconstitucionalidade da cobrança.</p> <p>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.</p>
(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 no valor de R\$ 74.882 que representa 1,0% da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

Processo Fiscal nº 0004952-64.2013.4.03.6105	
(a) Juízo	3ª Vara Federal de Campinas/SP
(b) Instância	2ª Instância (judicial)
(c) Data de instauração	08/05/2013

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

Processo Fiscal nº 02/2014/040325-2 – Uso do solo	
(d) Partes no processo	CPFL Paulista x União Federal
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 45.587
(f) Principais fatos	Execução Fiscal ajuizada pela União Federal com a finalidade de cobrar débitos referentes à PIS, COFINS e IRPJ. A empresa garantiu o processo por meio de Carta de Fiança. Foi proferida sentença desfavorável à empresa. Desta forma, ingressamos com recurso de Apelação, o qual foi julgado improcedente. Assim, a CPFL apresentou novos recursos, Recursos Especial e Extraordinário, os quais aguardam análise de admissibilidade.
(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\$ 45.587, que representa 0,6% da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

PROCESSOS PREVIDENCIÁRIOS

Processo Previdenciário nº 10830.727495/2013-21 – INSS	
(a) Juízo	Delegacia da Receita Federal
(b) Instância	3ª Instância (Administrativa)
(c) Data de instauração	17/12/2013
(d) Partes no processo	CPFL PAULISTA X RECEITA FEDERAL
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 44.897
(f) Principais fatos	Autos de Infração objetivando a cobrança de contribuições previdenciárias incidentes sobre (i) o valor da receita bruta, descrita na nota fiscal e/ou fatura de prestação de serviços realizados mediante cessão de mão-de-obra, (ii) sobre o adicional, (iii) gratificação de férias, (iv) previdência complementar, (v) participação nos lucros ou resultados; (vi) e omissões na folha de pagamentos (MPF nº 0810400.2012.00417). Impugnação (defesa) apresentada em 21/01/2014, Em 23/06/2014, foi recebida decisão julgando improcedente a Impugnação. O Recurso Voluntário foi parcialmente provido (reconhecido), motivo pelo qual a Companhia ingressou com Recurso Especial, o qual aguarda-se julgamento.
(g) Chance de perda	Possível
(h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 44.896, que representa 0,6% da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, sem maiores impactos nas operações da Companhia.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes**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 com a finalidade de suspender os efeitos do reajuste tarifário autorizado pela ANEEL à Companhia para o ano de 2009. Foi deferida (aceita), 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 Companhia obteve, perante o TRF (2ª instância), a cassação (cancelamento) 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. Aguarda julgamento da apelação interposta pela parte contrária.
(g) Chance de perda	Possível
(h) Análise do impacto em caso de perda	Imensurável na fase atual do processo, 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	ABRADÉE X ANEEL
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
(f) Principais fatos	A Companhia, bem como outras empresas brasileiras de distribuição, por meio da ABRADÉE são autoras de um processo contra a ANEEL questionando a base para a remuneração dos ativos da concessão desde o primeiro ciclo de revisão tarifária. Após manifestação das partes sobre o laudo pericial (que constata o desequilíbrio econômico-financeiro alegado pela ABRADÉE) e apresentação de alegações finais, o recurso foi julgado

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

Ação Ordinária n.º 0039494-18.2002.4.01.3400 (2002.34.00.039564-0)	
	improcedente em 1ª instância e, atualmente, aguarda julgamento de recurso de apelação interposto pela ABRADDEE.
(g) Chance de perda	Possível
(h) Análise do impacto em caso de perda	Eventual pagamento de custas processuais e honorários de sucumbência arbitrados pelo tribunal, visto tratar-se de processo ativo, como rateio pela ABRADDEE. As custas processuais são definidas pelo tribunal através de tabela pública, por sua vez, os honorários de sucumbência são definidos entre o mínimo de 10% e máximo de 20% do valor da condenação, do proveito econômico ou do valor atualizado da causa, o que poderá gerar perda a Companhia.

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 Companhia 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 1ª instância e a Companhia 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 da Companhia serão aumentadas e, como consequência, o resultado de nossas operações pode ser positivamente afetado. Os honorários sucumbência são definidos entre o mínimo de 10% e máximo de 20% do valor da condenação, do proveito econômico ou do valor atualizado da causa, o que poderá gerar perda a Companhia.

4. Sebastião José Ismael – CPFL Paulista

Processo Cível n.º 0001126-16.2001.8.26.0434	
(a) Juízo	Vara Única
(b) Instância	Execução

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

Processo Cível n.º 0001126-16.2001.8.26.0434	
(c) Data de instauração	13/06/2001
(d) Partes no processo	Sebastião José Ismael X CPFL Paulista
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 123.879
(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 (paga) 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.
(g) Chance de perda	Provável/Possível/Remoto, sendo: Provável R\$ 5.476, Possível R\$ 92.092 e Remoto R\$ 26.311
(h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 123.879, que representa 1,6% da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, sem maiores impactos nas operações da Companhia

PROCESSOS TRABALHISTAS**1. ATS – Adicional por Tempo de Serviço – CPFL Paulista**

Processo Trabalhista nº 0126400-59.2005.5.15.0093	
(a) Juízo	6ª Vara do Trabalho de Campinas
(b) Instância	3ª Instância
(c) Data de instauração	13/10/2005
(d) Partes no processo	Sind. Eletricitários Campinas (STIEEC) x CPFL PAULISTA
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 28.939
(f) Principais fatos	Ação civil pública com a finalidade da empresa se abster de considerar o adicional por tempo de serviço (ATS) como salário-base, para os efeitos da aplicação e enquadramento da tabela salarial do Plano de Cargos e Salários, além do pagamento de diferenças entre o salário-base dos trabalhadores e a faixa mínima dos respectivos cargos no mesmo Plano, com reflexos, e correção monetária e juros de mora. Em 14/03/2008 a ação foi julgada parcialmente procedente e foi interposto (apresentado) Recurso de Revista, e Agravo de instrumento ao Tribunal Superior do Trabalho (TST) ao qual foi negado provimento. Em 27/02/2015 opostos (apresentado) Embargos de Declaração no TST, os quais foram rejeitados e, em 25/05/2015 foi interposto Recurso Extraordinário ao Superior Tribunal Federal, ao qual foi denegado (recusado) seguimento,

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

Processo Trabalhista nº 0126400-59.2005.5.15.0093	
	sendo apresentado Agravo em face desta decisão, ainda pendente de julgamento. Atualmente, o processo está com seu andamento suspenso (desde 02/09/2016), para tentativa de negociação de acordo com o STIEEC.
(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\$ 28.939, que representa 0,4% da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, além da necessidade de revisão da política salarial praticada, para desconsiderar o ATS.

2. Call Center – CPFL Paulista

Processo Trabalhista nº 0010606-41.2015.5.15.0092	
(a) Juízo	5ª Vara do Trabalho de Campinas
(b) Instância	2ª Instância
(c) Data de instauração	06/04/2015
(d) Partes no processo	Ministério Público do Trabalho x CPFL PAULISTA
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 25.227
(f) Principais fatos	<p>Ação Civil Pública objetivando que a empresa, em relação aos seus empregados que ocuparam posições de trabalho no Call Center das empresas Paulista e Piratininga, no ano de 2010, antes de haver a mobilização da atividade para a CPFL Atende, abstenha-se da prática de condutas que se configurem como danosas (prejudiciais).</p> <p>Os fundamentos da ação se encontram nos desdobramentos da Ação Civil pública nº 0000124-93.2010.5.15.0129, movida pelo Sindicato dos Eletricitários de Campinas (STIEEC).</p> <p>Em 28/09/2015 foi proferida sentença procedente (prejudicial à Companhia), condenando a empresa a diversas obrigações de fazer, bem como ao pagamento de indenização pelo dano moral coletivo causado no valor de R\$ 5.000.000,00, incluindo pagamento de indenização a cada um dos trabalhadores que pertenciam ao call center da reclamada no ano de 2010, no importe de R\$ 50.000,00 para cada lesado, conforme se apurar em fase de liquidação de sentença.</p> <p>Contra a decisão foi interposto (apresentado) Recurso Ordinário ao Tribunal Regional do Trabalho, ao qual foi dado parcial provimento, para restringir a condenação referente à decisão ao período de exigibilidade da decisão de antecipação de tutela do Processo 124-93/2010 (de 07/01/2011 a 05/07/2012), reduzindo o valor da correspondente multa para R\$ 10.000,00 (por dia e por empregado envolvido), além de diminuir para R\$ 1.000.000,00 (um milhão de reais) a indenização por dano moral coletivo e para R\$ 20.000,00 a indenização por danos morais a cada um</p>

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

Processo Trabalhista nº 0010606-41.2015.5.15.0092	
	dos empregados individualmente lesados, determinando, ainda, que o índice de correção monetária seja fixado em momento oportuno, por ocasião da liquidação de sentença; O mesmo acórdão negou provimento ao recurso ordinário do Ministério Público. Foram opostos embargos de declaração, que aguardam inclusão em pauta para julgamento.
(g) Chance de perda	Possível
(h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 25.227, que corresponde a 0,3% da Receita Líquida da Companhia no exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, sem maiores impactos no resultado da Companhia.

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 30 de junho de 2017 é de R\$ 5.476.

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

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

- a. Juízo
- b. Instância
- c. Data da instauração
- d. Partes no processo
- e. Valores, bens ou direitos envolvidos
- f. Principais fatos
- g. Chance de perda
- h. Análise do impacto em caso de perda do processo

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

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

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

4.5 - Processos sigilosos relevantes

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

Todos os processos relevantes foram divulgados nos itens anteriores.

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

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

Encontram-se identificados neste item do Formulário de Referência todos os processos em andamento, nos quais a Companhia figura como parte, que não estão classificados como sigilosos e que, quando considerados em conjunto, são considerados relevantes para a Companhia, com a posição atualizada até 30 de junho de 2017. No processo de análise de relevância, a Companhia não se deteve somente nos potenciais efeitos econômicos e financeiros de uma decisão desfavorável, considerando, também, aqueles processos que poderiam influenciar a decisão do público investidor, como, por exemplo, os processos que podem afetar de forma significativa seu patrimônio, sua capacidade financeira ou dos seus negócios, bem como que possam gerar riscos de imagem inerentes a certas práticas da Companhia ou riscos jurídicos relacionados à discussão da validade de cláusulas estatutárias.

Apresentamos a seguir os detalhes dos processos repetitivos ou conexos em que somos parte, que não estão sob sigilo e que, quando considerados em conjunto, são relevantes para o nosso negócio em 30 de junho de 2017.

Trabalhistas: Horas extras	
Valores envolvidos	R\$ 80.626 mil
Prática da Companhia que causou tal contingência.	Alegação de descumprimento de obrigações trabalhistas, tais quais pagamento de horas extras, supressão de intervalo intrajornada, sobreaviso, ou diferenças decorrentes de alegado pagamento incorreto.

Trabalhistas: Terceirizada	
Valores envolvidos	R\$ 238.716 mil
Prática da Companhia que causou tal contingência.	Terceirização.

Trabalhistas: Reintegração	
Valores envolvidos	R\$ 60.791 mil
Prática da Companhia que causou tal contingência.	Alegação de nulidade da dispensa em razão da inobservância da política de emprego e situações de estabilidade.

Trabalhistas: Acidentes/Doença ocupacional	
Valores envolvidos	R\$ 68.496 mil
Prática da Companhia que causou tal contingência.	Alegação de ocorrência de acidentes de trabalho e doenças ocupacionais.

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

Cível – Acidentes / Eletroplessão	
Valores envolvidos	R\$ 46.176 mil
Prática da Companhia que causou tal contingência.	Danos materiais e morais em razão de acidentes de trabalho relacionados a energia elétrica.

Cíveis: Majoração Tarifária	
Valores envolvidos	R\$ 61.462 mil
Prática da Companhia que causou tal contingência.	Majoração tarifária em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38 e 45, de 1986.

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

Natureza	Objeto	Provisão
Trabalhistas	Horas extras, Terceirizadas e Reintegração	R\$ 36.694 mil
	Acidentes	R\$ 3.357 mil
Cível	Acidentes / Eletroplessão	R\$ 5.111 mil
	Majoração Tarifária	R\$ 16.385 mil
	Total	R\$ 61.547 mil

4.7 - Outras contingências relevantes

4.7 Descrever outras contingências relevantes não abrangidas pelos itens anteriores.

Todas as contingências relevantes foram abrangidas pelos itens anteriores.

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

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

(a) Restrições impostas ao exercício de direitos políticos e econômicos

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

(b) Restrições à circulação e transferência dos valores mobiliários

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

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

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

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

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

(e) Outras questões do interesse dos investidores

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

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

5.1 Em relação aos riscos indicados no item 4.1, informar:

- a) 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.**

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

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

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

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

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

A conduta de ética do Grupo CPFL consolida suas crenças e tem o objetivo de orientar a conduta de todos seus colaboradores, devendo seus valores e diretrizes serem observados indistintamente por todos os seus profissionais, incluindo os membros dos: (i) Conselhos de Administração; (ii) Conselho Fiscal; (iii) Comitês de assessoramento; e (iv) diretoria executiva, bem como os diretores, gerentes, líderes, funcionários e terceirizados do Grupo CPFL.

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

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

- (i). os riscos para os quais se busca proteção

Os riscos para os quais a Companhia busca proteção são:

- Descumprimento dos termos do contrato de concessão;
- Impossibilidade de repassar integralmente o custo de compra de energia elétrica ao consumidor e a necessidade de, para satisfazer à demanda, firmar contratos de curto prazo para aquisição de

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

energia elétrica, a preços consideravelmente mais altos do que aqueles estabelecidos nos contratos de longo prazo;

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

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

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

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

(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 da CPFL Energia. Em casos de aumento da exposição ou extrapolação de limites, planos de mitigação devem ser estruturados pelas áreas de negócio, em conjunto com a Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos, e, posteriormente, reportados ao Conselho de Administração da CPFL Energia.

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

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

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

(iii). a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

No Grupo CPFL, a gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração e Conselho Fiscal, Diretoria Executiva, Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos e áreas de negócio do Grupo CPFL como um todo. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos do Grupo CPFL 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 da Companhia, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites. Adicionalmente, cabe ao Conselho de Administração da CPFL Energia, tomar conhecimento e acompanhar eventuais fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes acompanhando planos propostos pela Diretoria Executiva da CPFL Energia para saná-los.

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

À Diretoria Executiva da CPFL Energia cabe a condução dos negócios do Grupo CPFL, incluindo os negócios da Companhia, dentro dos limites de risco definidos, devendo está 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, o qual está instituído no âmbito da administração da CPFL Energia. A Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos, a qual está instituída no âmbito da administração da CPFL Energia, é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos no Grupo CPFL, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvam a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais o Grupo CPFL está exposto. Realiza ainda, tanto revisões regulares como ad hoc para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias da Administração da CPFL Energia. A Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos é subordinada hierarquicamente ao Conselho de Administração.

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

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

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

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

Além do papel na melhoria da gestão de riscos do Grupo CPFL, a Área de Excelência Empresarial, por meio da atuação da Gerência de Processos, 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) auto avaliação da efetividade de processos e controles; (iii) testes de efetividade dos controles internos relevantes para as demonstrações financeiras, realizados com técnicas e padrões de auditoria; (iv) acompanhamento das implantações dos planos de ação e melhorias nos controles internos; (v) discussão com os executivos do emissor e reporte ao Conselho Fiscal, Conselho de Administração, Comitês de Assessoramento, todos da CPFL Energia, e outros fóruns de governança do Grupo CPFL; (vi) gestão do sistema de avaliação dos controles internos (ferramenta tecnológica); e (vii) coordenação do processo de certificação ascendente, cujo procedimento de validação dos resultados dos controles internos sobre os relatórios financeiros, realizado de forma eletrônica, é iniciada pelos gestores concluindo-se pelo Vice-Presidente Financeiro e de relações com o mercado investidor (CFO) e pelo Presidente (CEO) da CPFL Energia.

Como a CPFL Paulista tem seu resultado consolidado na CPFL Energia, os resultados dos trabalhos desempenhados dão subsídio ao presidente (CEO) e ao vice-presidente financeiro e de relações com o mercado investidor (CFO) da Companhia 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.

O Grupo CPFL conta ainda com a atuação da Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos, instituído no âmbito da administração da CPFL Energia, subordinada hierarquicamente ao Conselho de Administração da CPFL Energia, que através da execução do seu Plano Anual de Auditoria, acompanha e monitora a execução das práticas, políticas e procedimentos vigentes na Companhia.

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

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

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

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

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

- 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 da CPFL Energia, (ii) os planos de mitigação para tratamento das principais exposições, e (iii) o reporte periódico de tais informações aos fóruns competentes, a saber, Diretoria Executiva da CPFL Energia, Conselho de Administração da CPFL Energia e seus Comitês de Assessoramento, e, Conselho Fiscal da CPFL Energia.

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

Riscos de Mercado de Energia - Sub/Sobrecontratação das Distribuidoras

O monitoramento dos riscos de Mercado de Energia aplicáveis às distribuidoras do Grupo CPFL é realizado através de testes de estresse de variáveis mediante uso de modelos computacionais.

Sobre o risco de sub/sobrecontratação das distribuidoras, a Companhia informa que as alterações nas previsões da demanda e nas expectativas de preços são regularmente monitoradas pela CPFL Energia. 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 e atualiza as estratégias a serem seguidas pela Companhia.

Risco de Crédito

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

Risco de Juros e Câmbio

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

Com relação ao risco cambial, a exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está substancialmente coberta por operações financeiras de swap, o que permitiu à Companhia trocar os riscos originais da operação para o custo relativo à variação do CDI. Ainda, o mecanismo de compensação - CVA protege as

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

controladas de distribuição do Grupo CPFL, incluindo a Companhia, de eventuais perdas econômicas relativas à possível variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu.

Com relação ao risco de taxas de juros, as controladas do Grupo CPFL, incluindo a Companhia, 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.

Risco Regulatório

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

Risco de Aceleração de dívidas

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

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

(ii). a estratégia de proteção patrimonial (hedge)

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

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

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são swaps de moeda ou taxas de juros, sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. A Companhia não realiza transações envolvendo derivativos de caráter especulativo.

(iv). os parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos;

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

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

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

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

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

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

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

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

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

- (vi). a estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado;

Vide item 5.1.(b.iii) deste Formulário de Referência.

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

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

5.3 - Descrição dos controles internos

5.3 Em relação aos controles adotados pelo emissor para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, indicar:**(a) As principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las;**

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

(b) As estruturas organizacionais envolvidas

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

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

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

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

Considerando os trabalhos realizados pelos auditores independentes para avaliar a estrutura de controles internos, que tem como objetivo garantir a adequação das demonstrações financeiras, nossa administração atualmente não tem conhecimento de fatos ou aspectos que possam indicar a presença de deficiências significativas nos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2016.

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

Mesmo não sendo de conhecimento da Administração da Companhia 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 deficiências que não representem fraquezas materiais aos controles internos da Companhia são encaminhadas aos diretores responsáveis para definição dos planos de ação. Tanto a Gerência de Processos, como a Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos realizam o acompanhamento e verificação do atendimento do plano de ação ao longo do exercício fiscal. A Comunicação de Deficiências de Controles Internos, emitida pelos Auditores Independentes, é anualmente arquivada no órgão regulador, ANEEL. Os status dos planos de ação são acompanhados pelo Conselho Fiscal da CPFL Energia, órgão independente da Administração da CPFL Energia e da auditoria externa, que desempenha as funções do Comitê de Auditoria do Grupo CPFL.

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.

Até 30 de junho de 2017 não houve alterações significativas nos riscos acompanhados, em relação ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2016. Entretanto, alguns pontos continuam sendo monitorados devido ao nível de exposição da Companhia.

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 previsão de demanda da Companhia se mostre incorreta e compramos energia elétrica em quantidade menor ou maior do que nossas necessidades poderemos não ser capazes de realizar o repasse integral dos custos de nossas compras de energia e 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 Companhia tem participado dos mecanismos regulatórios disponíveis para mitigação do risco de Sub/Sobrecontratação e tem acompanhado possíveis alterações regulatórias que, de alguma forma, possam impactar este risco.

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

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

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

- Revisão do Mapa Corporativo de Riscos à luz das principais preocupações dos executivos da CPFL Energia e da Companhia;
- Consolidação, em uma única Política de Riscos, de modelos e métricas de monitoramento aprovados pelo Conselho de Administração da CPFL Energia; 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

5.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

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

Data de Constituição do Emissor	16/11/1912
Forma de Constituição do Emissor	Sociedade por ações
País de Constituição	Brasil
Prazo de Duração	Prazo de Duração Indeterminado
Data de Registro CVM	19/08/1969

6.3 - Breve histórico

6.3 Breve histórico do emissor

A Companhia Paulista de Força e Luz foi constituída em 16 de novembro de 1912, com prazo de duração indeterminado, a partir da fusão de quatro pequenas sociedades prestadoras de serviços de energia elétrica que atuavam no interior paulista: Empresa Força e Luz de Botucatu, Força e Luz de Agudos/Pederneiras, Força e Luz São Manoel e Companhia Elétrica do Oeste de São Paulo. Em seus primeiros anos de existência, a Companhia estendeu suas atividades pelo interior do Estado de São Paulo, incorporando empresas prestadoras de serviços de energia elétrica nas cidades de Campinas, Bauru, Ribeirão Preto, Araraquara, Piracicaba, Pirajuí e São José do Rio Preto, entre outras.

Em outubro de 1927, a American & Foreign Power Company adquiriu o controle acionário da Companhia por meio da Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras, subsidiária constituída em setembro de 1927 com a finalidade de dar início às suas operações no Brasil. Sob o controle da American & Foreign Power Company, a Companhia continuou sua expansão pelo interior do Estado de São Paulo, tendo adquirido diversas concessionárias até 1930, quando, em razão da crise de 1929, teve de interromper sua expansão.

Ao final da década de 1950 e início da década de 1960, eclodiram pelo País manifestações nacionalistas contrárias aos interesses norte-americanos, que resultaram na nacionalização das Sociedades pertencentes ao grupo da American & Foreign Power Company. Assim, em outubro de 1964, por meio da Lei nº 4.428, a Companhia passou a pertencer à União, que adquiriu seu controle por meio da Eletrobrás. Em junho de 1975, o controle acionário da Companhia passou para o Estado de São Paulo, por meio da CESP, ficando sob o controle desta até a desestatização da Companhia, em 1997.

Em 05 de novembro de 1997 foi realizado na antiga BM&FBOVESPA, atual B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, ou B3, o leilão de desestatização da Companhia. O processo de desestatização deu-se por meio da alienação, em lote único, de 57,6% das ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 41,7% do capital social total. O grupo vencedor do leilão, formado pela VBC, pela 521 Participações e pela Bonaire, passou a exercer o controle da CPFL por meio da DOC4.

Em setembro de 1998, o Governo do Estado de São Paulo, por meio de leilão público de privatização, transferiu o 74,9% do capital votante da Empresa Bandeirante de Energia, para os consórcios Enerpaulo (41,9% do capital votante) e Draft I (32,9% do capital votante). Esta última controlada da Companhia Paulista de Força e Luz.

Em 1999, foram realizadas, simultaneamente, por meio de leilão na antiga BM&FBOVESPA, atual B3, oferta pública de venda, pela CESP, de ações ordinárias e preferenciais de emissão da Companhia de sua titularidade e oferta pública de compra, pela DOC4, de ações da Companhia de titularidade de acionistas minoritários. Tal operação resultou na aquisição, pela DOC 4, de 25,3% das ações ordinárias e 79,8% das ações preferenciais da Companhia, passando a deter 91,9% de seu capital votante e 90,4% de seu capital total.

Subsequentemente, em dezembro de 1999, a Companhia aprovou a incorporação de sua controladora DOC4, com a consequente extinção desta última. A partir da referida incorporação, os acionistas da DOC4 passaram a participar diretamente do capital social da Companhia.

Em setembro de 2000, em atendimento ao Contrato de Concessão, os acionistas da Companhia deliberaram a separação de suas atividades de geração e distribuição de energia elétrica, que passaram a ser desenvolvidas por sociedades distintas. Assim, o objeto social da Companhia passou a ser primordialmente a prestação de serviços públicos de distribuição e comercialização de energia elétrica. A parcela cindida, correspondente à atividade de geração de energia elétrica, foi incorporada pela CPFL Geração, cujas ações foram distribuídas aos acionistas da Companhia, na proporção de suas participações na mesma.

Em novembro de 2000, a Companhia elevou sua participação indireta no capital social da Empresa Bandeirante de Energia, por meio de sua subsidiária Draft I, aumentando para 43,0% das ações ordinárias e 41,7% das ações preferenciais sua participação acionária, correspondente a 42,2% do capital social total daquela empresa.

6.3 - Breve histórico

Em julho de 2001, a Companhia adquiriu o controle acionário da RGE, detendo 67,0% do seu capital total ao final daquele ano.

Em outubro de 2001, foi efetuada a cisão parcial da Empresa Bandeirante de Energia. A parcela cindida daquela empresa foi incorporada à CPFL Piratininga, sendo que a Companhia passou a deter indiretamente, por meio de sua controladora Draft I, 96,5% do capital total da CPFL Piratininga. Após a efetivação da cisão, os controladores da antiga Bandeirante (Draft I e Enerpaulo) permutaram a totalidade de suas ações, restando à Draft I participação apenas no capital social da CPFL Piratininga.

Em agosto de 2002 ocorreu a conclusão da reestruturação do Grupo CPFL. Praticamente todos os ativos que os acionistas controladores detinham na Companhia e na CPFL Geração foram, por meio de aumento do capital, incorporados à Draft II, que passou a ser denominada CPFL Energia S.A. Dessa forma, o controle acionário da Companhia e da CPFL Geração passaram para a CPFL Energia.

Em 2004, o principal evento societário foi a incorporação, pela controlada CPFL Piratininga, de sua sociedade controladora Draft I. Com a incorporação em questão, a Draft I foi extinta e a Companhia passou a deter o controle direto da CPFL Piratininga (97,4%).

A CPFL Energia realizou em novembro de 2005, Assembleia Geral Extraordinária, na qual foi deliberada e aprovada a proposta de reorganização societária em duas etapas distintas e consecutivas, contemplando, em um primeiro momento, a incorporação das ações detidas pelos acionistas minoritários da CPFL Piratininga pela Companhia e, posteriormente, a incorporação das ações detidas pelos acionistas minoritários da Companhia pela CPFL Energia.

Esta reorganização societária acarretou a transferência da totalidade das ações ordinárias e preferenciais dos acionistas não controladores da Companhia.

Assim, os acionistas não controladores da Companhia receberam por cada lote de 101,600724349 ações ordinárias ou preferenciais das classes "A", "B" ou "C" de emissão da Companhia 1 (uma) ação ordinária de emissão da CPFL Energia. Como resultado a Companhia passou a ser uma subsidiária integral da CPFL Energia.

Em 13 de abril de 2006 a Assembleia Geral Extraordinária de acionistas da Companhia aprovou a implementação da primeira etapa de processo de reorganização visando à segregação das participações societárias mantidas pela Companhia em atendimento ao disposto na Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, na Resolução Autorizativa ANEEL n.º 305/05, de 05 de setembro de 2005 e em conformidade com o Despacho ANEEL n.º 454, de 08 de março de 2006.

Esta primeira etapa da reorganização societária consistiu em redução de capital da Companhia, que foi implementada mediante a restituição à CPFL Energia de participações societárias detidas na CPFL Piratininga, COMGAS e Energias do Brasil no valor total de R\$ 413.288 mil. Na referida redução de capital as ações de emissão da CPFL Piratininga que foram transferidas a CPFL Energia representavam 100,0% de seu capital social. Assim, como resultado da operação de redução de capital, a Companhia e a CPFL Piratininga passaram a ser subsidiárias integrais da CPFL Energia.

Em março de 2007, a Assembleia Geral da Companhia aprovou a redução de seu capital social mediante a restituição a CPFL Energia (sua única acionista) da participação então detida na RGE.

Em dezembro de 2007, em decorrência de uma ampla reorganização societária do Grupo CPFL, que incluiu a incorporação de ações de acionistas minoritários da RGE pela CPFL Energia, a RGE se tornou uma subsidiária integral da CPFL Energia.

A Companhia Paulista de Força e Luz teve seu registro de Companhia aberta concedido em 19 de agosto de 1969, código CVM 382-4, com fundamento no art. 21 da Lei nº 6385/76, incisos I e II. Por meio do OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-1/Nº 450/2009, de 03 de novembro de 2009, foi aprovada a alteração do mercado de negociação dos valores mobiliários de sua emissão, de Mercado de Bolsa para Mercado de Balcão Não-Organizado.

6.3 - Breve histórico

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

Através da AGO/E de 28 de abril de 2015, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 12.493, referente à capitalização do adiantamento para futuro aumento de capital ("AFAC"), com emissão de 12.493.381 (doze milhões, quatrocentos e noventa e três mil, trezentos e oitenta e uma) novas ações ordinárias.

Em 23 de janeiro de 2017, a nossa controladora CPFL Energia recebeu correspondência da State Grid Brazil Power Participações SA. ("State Grid Brazil") informando que naquela data, foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações, datado de 02 de setembro de 2016, celebrado entre a State Grid 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.

Após a finalização da transação, 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 controladora.

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

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.

6.6 - Outras informações relevantes

6.6 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

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

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

7.1 Descrever sumariamente as atividades principais desenvolvidas pelo emissor

Em 20 de novembro de 1997, a Companhia e o Poder Concedente celebraram o Contrato de Concessão nº 14/97 que tem por objeto concessão dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica em determinadas localidades. O Contrato de Concessão nº 14/97 tem vigência de 30 anos, terminando, portanto, em 20 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A Companhia 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 abrange 234 municípios, inclusive as cidades de Campinas, Bauru, Ribeirão Preto, São José do Rio Preto, Araraquara e Piracicaba. A Companhia tinha aproximadamente 4,3 milhões de consumidores em 30 de junho de 2017. Nos seis meses findos em 30 de junho de 2017, a Companhia distribuiu 10.212 GWh de energia elétrica, respondendo por aproximadamente 23,9% do total da energia elétrica distribuída no Estado de São Paulo e 4,4% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante o período. Em 2016, a Companhia 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 esse período.

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

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

Em 30 de junho de 2017, a nossa rede de distribuição consistia em 123.454 quilômetros de linhas de distribuição incluindo 200.609 transformadores de distribuição. A Companhia tinha 6.272 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV. Naquela data, detínhamos 272 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição, com capacidade total de transformação de 8.383 megavolt *ampères*. Entre os consumidores industriais e comerciais em nossa área de concessão, 211 recebiam energia elétrica em 69 kV, 88 kV ou 138 kV, distribuída por meio de conexões diretas às nossas linhas de distribuição em alta tensão.

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

Performance do Sistema

Perdas de Energia Elétrica

Enfrentamos dois tipos de perdas de energia elétrica: perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas são inerentes ao fluxo de energia elétrica através do sistema de distribuição. As perdas comerciais são perdas que resultam de conexões ilegais, fraude ou erros de faturamento e similares. Os índices de perda de energia elétrica da Companhia são mais favoráveis quando comparadas ao percentual médio de outras importantes distribuidoras brasileiras, segundo as informações mais recentes disponibilizadas pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, ou ABRADDEE, uma associação do setor.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Estamos também nos empenhando ativamente em reduzir as perdas comerciais decorrentes de conexões ilegais, fraude ou erros de faturamento. Para isso, 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. Nos seis meses findos em 30 de junho de 2017 realizamos 76.935 inspeções, o que acreditamos ter conduzido a uma recuperação de recebíveis estimada em mais de R\$ 8,9 milhões. Em 2016 realizamos 136.816 inspeções, o que acreditamos ter conduzido a uma recuperação de recebíveis estimada em mais de R\$ 12 milhões.

Interrupções de Energia

A tabela abaixo determina, para a Companhia, a frequência e duração das interrupções de energia por consumidor nos trimestres findos em 30 de junho de 2017 e 30 de junho de 2016, e nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014:

	Semestre findo em 30 de junho de		Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2017	2016	2016	2015	2014
FEC ¹	4,94	5,14	4,99	4,89	4,87
DEC ²	7,33	8,35	7,61	7,76	6,92

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

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

Estamos continuamente buscando melhorar a qualidade e confiabilidade de nosso fornecimento de energia, tendo como parâmetro as medições de frequência e duração de nossas interrupções de energia. De acordo com os dados da ABRADDEE de 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.

Com base nos dados publicados pela ANEEL, a duração e frequência das interrupções da Companhia estão entre as mais baixas do Brasil em comparação com companhias de tamanho similar.

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 2016, 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.

A Companhia tem 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 10% do total de interrupções ocorridas no período de doze meses findo em 30 de junho de 2017. As interrupções não programadas em razão de acidentes ou causas naturais, incluindo descargas atmosféricas, incêndio e ventos representaram o total remanescente de nossas interrupções. Investimos aproximadamente R\$ 299 milhões nos seis meses findos em 30 de junho 2017 (R\$ 220 milhões no mesmo período de 2016) e R\$ 566 milhões no exercício 2016 (R\$ 384 milhões em 2015 e R\$ 268 milhões em 2014), principalmente em: (i) expansão, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atender o crescimento do

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

mercado, (ii) infraestrutura operacional; (iii) atendimento ao cliente; e (iv) programas de pesquisa e desenvolvimento, dentre outros. Esperamos investir um adicional de R\$ 472 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 Companhia mantiveram níveis de excelência ao mesmo tempo em que cumpriram os padrões regulatórios. Isto também foi principalmente resultado da nossa logística operacional eficiente, inclusive do posicionamento estratégico de nossas equipes, da tecnologia e automação de nossa rede e centros de operação, junto a um plano de manutenção e conservação preventivo.

Compras de Energia Elétrica

A maior parte da energia elétrica que vendemos é adquirida de partes não relacionadas. Compramos um total de 13.726 GWh nos seis meses findos em 30 de junho de 2017 (13.197 GWh nos seis meses findos em 30 de junho de 2016), 26.742 GWh em 2016 (26.736 GWh em 2015 e 26.502 GWh em 2014).

Nos seis meses findos em 30 de junho de 2017, compramos 2.631 GWh de energia elétrica da Usina de Itaipu (2.657 nos seis meses findos em 30 de junho de 2016), chegando a 19,2% do total da energia elétrica adquirida no período (20,1% nos seis meses findos em 30 de junho de 2016). No exercício findo em 31 de dezembro de 2016, compramos 5.350 GWh de energia elétrica da Usina de Itaipu (5.443 GWh em 2015 e 5.524 GWh em 2014), chegando a 20,0% do total da energia elétrica adquirida (20,0% em 2015 e 21,0% em 2014). 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 estabelecidas. Este tratado irá expirar em 2023. As prestadoras de serviços públicos de energia elétrica que operam por concessões nas regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste do Brasil são obrigadas por lei a comprar uma parte da energia elétrica que o Brasil é obrigado a comprar de Itaipu. As quantidades que essas empresas estão obrigadas a comprar são regidas por contratos *take-or-pay*, com tarifas estabelecidas em dólares norte-americanos por kW. A ANEEL determina anualmente a quantidade de energia elétrica a ser vendida por Itaipu.

Pagamos pela energia adquirida de Itaipu de acordo com a proporção entre a quantidade estabelecida pela ANEEL e 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 representaram aproximadamente 8,88% do fornecimento total de Itaipu para o Brasil no exercício findo em 31 de dezembro 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. Para o ano de 2017, nossa quota-parte foi fixada em 8,86% da energia total a ser fornecida por Itaipu para o Brasil.

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

Nos seis meses findos em 30 de junho de 2017, pagamos uma média de R\$ 200,21 por MWh para as compras de energia elétrica de Itaipu, em comparação com R\$ 208,20 nos seis meses findos em 30 de junho de 2016. Já no exercício findo em 31 de dezembro de 2016, pagamos uma média de R\$ 193,40 por MWh para as compras de energia elétrica de Itaipu, em comparação com R\$ 279,64 em 2015 e R\$ 132,82 durante 2014. Esses números não incluem a taxa de transmissão.

Compramos 11.096 GWh de energia elétrica nos seis meses findos em 30 de junho de 2017 (10.378 GWh nos seis meses findos em 30 de junho de 2016) de outras empresas geradoras que não Itaipu, o que representa 80,8% do total da energia elétrica que adquirimos no período (78,6% no mesmo período de 2016). Pagamos uma média de R\$ 204,34/MWh por compras de energia elétrica de empresas geradoras (que não a Itaipu) neste período, comparado com R\$ 167,26/MWh no mesmo período de 2016.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Compramos 21.392 GWh de energia elétrica em 2016 de outras empresas geradoras que não Itaipu, o que representa 80,0% do total da energia elétrica que adquirimos. Pagamos uma média de R\$ 176,5/MWh por compras de energia elétrica de empresas geradoras (que não a Itaipu), comparado com R\$ 217,5/MWh em 2015 e R\$ 211,7/MWh em 2014. Para obter mais informações sobre o mercado regulado e o ambiente de contratação livre, consulte: "Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico" no item 7.9 deste Formulário de Referência.

As tabelas a seguir mostram as quantidades adquiridas de nossos fornecedores no mercado regulado e no ambiente de contratação livre, para os períodos indicados:

	Período de seis meses encerrado em 30 de junho de	
	2017	2016
Energia comprada para revenda em GWh:		
Energia de Itaipu Binacional	2.631	2.657
Energia de curto prazo	-	163
PROINFA	241	252
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	10.855	10.125
Total	13.726	13.197

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2016	2015	2014
Energia comprada para revenda em GWh:			
Energia de Itaipu Binacional	5.350	5.443	5.524
Energia de curto prazo	136	391	1.963
PROINFA	545	559	558
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	20.711	20.344	18.456
Total	26.742	26.736	26.502

As previsões 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.

Com início em 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 eletricidade 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 12.783/13, resultando em um custo maior que os 105% permitidos de sua demanda projetada, gerando assim custo adicional para as distribuidoras. Como resultado, a Resolução Normativa nº 706 de 29 de março de 2016 definiu que os custos relacionados as 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.g – Fatores de Risco – "Podemos não ser capazes de repassar integralmente os custos de nossas compras de energia elétrica e, para satisfazer à nossa demanda, poderíamos ser forçados a firmar contratos de curto prazo para adquirir

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

energia elétrica a preços consideravelmente mais altos do que aqueles estabelecidos em nossos contratos de compra de longo prazo”.

Tarifas de Transmissão – Nos seis meses findos em 30 de junho de 2017, pagamos um total de R\$ 131,9 milhões (R\$ 347,0 milhões no mesmo período de 2016) 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. O montante total pago no exercício findo em 31 de dezembro de 2016 foi de R\$ 627,3 milhões (R\$ 709,6 milhões em 2015 e R\$ 198,2 milhões em 2014).

Consumidores

Classificamos nossos consumidores em cinco categorias principais. Consulte as Notas nº 23 de nossas demonstrações financeiras intermediárias de 30 de junho de 2017 e demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2016, para um detalhamento de nossas vendas por categoria:

- *Consumidores industriais.* As vendas para consumidores industriais finais responderam por 13,6% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica nos seis meses findos em 30 de junho de 2017, e por 15,7% em 2016, em termos de volume.
- *Consumidores residenciais.* As vendas para consumidores residenciais finais responderam por 45,3% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica nos seis meses findos em 30 de junho de 2017, e por 42,3% em 2016, em termos de volume.
- *Consumidores comerciais.* As vendas para consumidores comerciais finais, que incluem as empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais, responderam por 21,8% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica nos seis meses findos em 30 de junho de 2017, e por 22,7% em 2016, em termos de volume.
- *Consumidores rurais.* As vendas para consumidores rurais responderam por 5,1% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica nos seis meses findos em 30 de junho de 2017, e por 5,4% em 2016, em termos de volume.
- *Outros consumidores.* As vendas para os demais consumidores, que incluem serviços públicos, tais como iluminação pública, responderam por 14,2% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica no segundo semestre de 2017, e por 13,9% em 2016, em termos de volume.

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

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 maiores. As tarifas no Grupo B variam por tipos de consumidor (residencial, rural, outras categorias e iluminação pública). Os Consumidores no Grupo A pagam tarifas menores, decrescendo de A4 para A1, pois seu fornecimento é feito em voltagens mais elevadas, que demandam menor utilização do sistema de distribuição de energia elétrica. As tarifas que cobramos pelas vendas de energia elétrica aos Consumidores Finais são determinadas segundo nosso contrato de concessão e regras ratificadas pela ANEEL. Esse contrato de concessão e a regulamentação correlata estabelecem um preço máximo com reajustes anuais, periódicos e extraordinários. Para maiores informações sobre o regime regulatório

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

aplicável as nossas tarifas e respectivos reajustes, consulte “Lei de Novo Modelo do Setor Elétrico” no item 7.9 deste Formulário de Referência.

Os consumidores do Grupo A recebem energia elétrica em tensões iguais ou superiores a 2,3 kV. As tarifas para os consumidores do Grupo A têm por base os níveis de tensão de fornecimento de energia elétrica no horário do dia em que a energia elétrica é fornecida. Os consumidores podem optar por uma tarifa diferente nos períodos de pico a fim de otimizar o uso da rede elétrica. As tarifas aplicáveis aos consumidores do Grupo A contêm dois componentes: 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 sistemas 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 “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.

A tabela a seguir contém informações relativas à média de nossos preços de fornecimento para cada categoria de consumidor nos períodos de seis meses findos em 30 de junho de 2017 e 2016, e nos exercícios findos 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 vendidas nos períodos citados.

	Período de seis meses findo em 30 de junho de		Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2017	2016	2016	2015	2014
(R\$/MWh)					
Residencial	574,62	595,07	591,80	589,00	394,06
Industrial	558,04	570,01	569,16	561,40	364,14
Comercial	563,23	567,26	571,80	557,18	366,82
Rural	324,44	332,01	322,86	330,76	203,82
Outros	429,35	440,87	434,09	437,75	280,68
Total	533,96	549,54	546,79	543,50	357,14

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:

(c) aquelas registradas no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal com renda per capita mensal de ou abaixo da metade do salário mínimo nacional e (ii) aquelas que recebem o Benefício da Prestação Continuada da Assistência Social. Os descontos variam de 10% a 65% no consumo de energia por mês. Além disso, esses consumidores residenciais não necessitam pagar a tarifa do PROINFA ou qualquer tarifa extraordinária

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

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. Nos seis meses findos em 30 de junho de 2017, as receitas de tarifas pelo uso de nossa rede por Consumidores Livres totalizaram R\$ 560 milhões (R\$ 538 milhões no mesmo período de 2016). Já no exercício findo em 31 de dezembro de 2016, esta receita totalizou R\$ 1.145 milhões (R\$ 1.010 milhões em 2015 e R\$ 552 milhões em 2014). A tarifa média pelo uso de nossa rede foi de R\$ 123,56/MWh e R\$ 139,96/MWh para os trimestres findos em 30 de junho de 2017 e 2016 e R\$ 126,73/MWh, R\$ 128,42/MWh e R\$ 66,76/MWh para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014, respectivamente. Esta tarifa média inclui 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, 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 mais recentes disponibilizados pela ANEEL, o percentual de consumidores inadimplentes da Companhia é favoravelmente comparável à média de outras principais distribuidoras brasileiras de energia elétrica. Para este fim, os consumidores inadimplentes são aqueles cujas faturas estão com mais de 90 dias em atraso. Faturas vencidas e em atraso por mais de 360 dias são consideradas incobráveis.

Atendimento ao Consumidor

Empenhamo-nos em prestar serviços de atendimento de alta qualidade aos nossos consumidores. Prestamos serviço ao consumidor 24 horas por dia, sete dias por semana. Os pedidos são recebidos por meio de várias plataformas, como call centers, nosso website, SMS e nosso aplicativo de smartphone. Em 2016, atendemos aproximadamente 23,7 milhões de protocolos. Também prestamos serviço de atendimento ao consumidor por meio de nossas agências as quais atenderam aproximadamente 3,5 milhões de solicitações de consumidores em 2016. O crescimento em solicitações eletrônicas nos permitiu reduzir os custos de atendimento ao consumidor e fornecer assistência através do nosso call center a um grande número de consumidores sem acesso à Internet. Após o recebimento de uma solicitação de serviço de consumidor, enviamos nossos técnicos para efetuar os reparos necessários.

7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

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

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

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

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;

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

b) características do processo de distribuição;

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

c) características dos mercados de atuação, em especial:

- (i). participação em cada um dos mercados

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

- (ii). condições de competição nos mercados

Companhias de distribuição são obrigadas a permitir o uso das suas linhas e instalações auxiliares para a distribuição de energia elétrica por outros mediante recebimento de tarifa.

Segundo a legislação brasileira e nosso contrato de concessão, a nossa concessão para distribuição pode ser renovada uma vez, desde que haja aprovação do Ministério das Minas e Energia ou da ANEEL, na qualidade de poder concedente, contanto que a concessionária solicite renovação e que determinados parâmetros em relação à prestação do serviço público tenha sido atendido. Pretendemos solicitar a renovação da nossa concessão quando da sua expiração. Embora não tenhamos concorrentes durante o prazo de nosso contrato de concessão, poderemos enfrentar concorrência significativa de terceiros ao pleitear a renovação de nossa concessão. Por se tratar de um evento futuro, caso venhamos a ter concorrência, não conseguimos indicar possíveis concorrentes à renovação da nossa concessão. O Governo Federal Brasileiro tem total discricionariedade sobre a renovação das concessões já existentes. Adicionalmente, o novo contrato de concessão poderá possuir cláusulas contratuais distintas das vigentes atualmente.

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

d) eventual sazonalidade;

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

e) principais insumos e matérias primas, informando:

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

- (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;

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

- (ii). eventual dependência de poucos fornecedores;

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

- (iii). eventual volatilidade em seus preços.

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

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

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

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

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

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

7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

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

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

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

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

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

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

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.

(a) A Companhia publica relatório de sustentabilidade ou documento similar?

Anualmente a Companhia divulga o seu Relatório Anual, com o objetivo de manter um relacionamento transparente com todos os seus públicos e prestar contas das ações, projetos e resultados alcançados pela Companhia. Buscando a excelência na gestão de temas relevantes para o negócio de curto, médio e longo prazo, a Companhia utiliza, desde 2014, a Plataforma de Sustentabilidade, ferramenta de sustentabilidade integrada ao planejamento estratégico, incorporando, em definitivo, a sustentabilidade como um dos fatores determinantes para o futuro de seus negócios. A principal referência usada pela Companhia na construção dos indicadores da Plataforma de Sustentabilidade é o questionário CSA (Corporate Sustainability Assessment).

(b) Metodologia seguida na elaboração dessas informações:

A Companhia utiliza as metodologias da quarta versão da Global Reporting Initiative (GRI G4) e da International Integrated Reporting Framework (IIRC).

(c) Tais informações são auditadas por terceiros?

Sim, o Relatório Anual 2016 foi auditado pela SGS ICS Certificadora Ltda (SGS).

(d) Página na rede mundial de computadores onde possam ser encontradas essas informações:

<https://www.cpfl.com.br> (neste website, clicar em "Institucional" e em seguida clicar em "Relatório Anual", na sequência clicar em "2016" para o último relatório anual divulgado).

(e) A Companhia possui política de Responsabilidade Socioambiental?

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

(f) Página na rede mundial de computadores onde possam ser encontradas as informações referentes à política de Responsabilidade Socioambiental:

<http://cpfl.riweb.com.br/Download.aspx?Arquivo=fABvJ63uWt9pU2sU/3w0Tw==&IdCanal=olsyny6JfF4xM17t4H2oqA==> (link direto da Política de Sustentabilidade da CPFL Energia)

7.9 - Outras informações relevantes

7.9. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

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 do 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 464.001GWh. 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 termoeleétrica 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.

Política de Patrocínio e Incentivo Cultural

A Companhia não adota uma política específica de patrocínio e incentivo cultural.

Influência dos Indicadores Macroeconômicos

A Companhia está exposta a diversos riscos macroeconômicos, cujas alterações podem impactar adversamente condições financeiras e resultados operacionais, bem como nossa capacidade de adimplir as obrigações contratuais da Companhia, inclusive relativas às debêntures de sua emissão, conforme descritos nos itens 4.1(g) e 4.2 deste Formulário de Referência.

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

7.9 - Outras informações relevantes

concessões e a emissão de instruções para o processo de licitação em concessões relacionadas a serviços e ativos públicos.

Conselho Nacional de Política Energética - CNPE

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

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

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

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

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

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

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

7.9 - Outras informações relevantes

membros indicados pelas referidas partes, e um membro indicado pelo MME. O membro indicado pelo MME atua como Presidente do Conselho de Administração.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

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

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

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

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

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

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

- Criação de dois "ambientes" para comercialização de energia elétrica, sendo (i) o mercado regulado, mercado mais estável em termos de fornecimento de energia elétrica, o ambiente de contratação regulada; e (ii) um mercado especificamente destinado a certos participantes (ou seja, Consumidores Livres e agentes comercializadores), que permita certo grau de competição, denominado ambiente de contratação livre.
- Restrições a determinadas atividades de distribuidoras, de forma a exigir que estas se concentrem em seu negócio essencial de distribuição, para promover serviços mais eficientes e confiáveis a Consumidores Cativos.
- Eliminação do direito à chamada auto contratação, de forma a incentivar as distribuidoras a comprar energia elétrica pelos menores preços disponíveis ao invés de adquirir energia elétrica de partes relacionadas.
- Manutenção de contratos firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir a segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

7.9 - Outras informações relevantes

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

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

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

Ambientes para Comercialização de Energia Elétrica

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

Distribuidoras de energia elétrica cumprem suas obrigações de atender à totalidade de seu mercado principalmente por meio de leilões públicos. As distribuidoras podem também comprar energia elétrica sem a necessidade do processo de leilão público, proveniente: (i) de geradoras conectadas diretamente a tal distribuidora, com exceção de geradoras hidrelétricas com capacidade superior a 30 MW e certas geradoras termelétricas e geradoras afiliadas; (ii) de projetos de geração de energia elétrica participantes da primeira etapa do Programa PROINFA, programa destinado a diversificar as fontes de energia do Brasil; (iii) da Usina de Itaipu; (iv) de leilões administrados pelas distribuidoras, se o mercado que elas fornecem não for superior a 500 GWh/ano; e (v) de usinas hidrelétricas cujas concessões foram renovadas pelo governo nos termos da Lei nº 12.783/13 (nesse último caso, em "cotas de energia" distribuídas entre companhias distribuidoras pelo governo brasileiro, com preço determinado pelo MME/ANEEL). A energia elétrica gerada por Itaipu continua a ser vendida pela Eletrobrás às concessionárias de distribuição que operam no Sistema Interligado Nacional Sul/Sudeste/Centro-Oeste, embora nenhum contrato específico tenha sido firmado por essas concessionárias. O preço pelo qual a energia elétrica gerada em Itaipu é comercializada é denominado em dólar norte americano e estabelecido de acordo com tratado celebrado entre o Brasil e Paraguai. Em consequência, o preço da energia elétrica de Itaipu aumenta ou

7.9 - Outras informações relevantes

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

7.9 - Outras informações relevantes

convencional, no todo ou em parte, de outro vendedor autorizado, nos termos da legislação em vigor. Os consumidores que tenham exercido essa opção são denominados "Consumidores Livres Convencionais".

- Consumidores Livres Especiais são consumidores individuais ou grupos de consumidores cuja demanda de energia contratada varia entre 500 kW e 3 MW. Os consumidores que tenham exercido essa opção são denominados "Consumidores Livres Especiais". Os Consumidores Livres Especiais somente podem adquirir energia de fontes renováveis: (i) Pequenas Centrais Hidrelétricas com capacidade superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW; (ii) geradores de hidrelétricas com capacidade superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, no âmbito do regime de produção independente de energia; (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

7.9 - Outras informações relevantes

de geração existentes ocorrem (i) no ano anterior ao de início da entrega da energia (denominados leilões "A-1") ou (ii) aproximadamente quatro meses antes da data de entrega (denominados "ajustes de mercado"). Os editais dos leilões são elaborados pela ANEEL com observância das diretrizes estabelecidas pelo MME, tendo como requerimento a utilização do critério de menor tarifa no julgamento do vencedor do leilão.

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

Em relação aos CCEARs decorrentes de leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes, existem três possibilidades de redução permanente das quantidades contratadas, quais sejam (i) compensação pela saída de Consumidores Livres Potenciais do ambiente de contratação regulada; (ii) redução, a critério da distribuidora, de até 4,0% ao ano no montante inicial contratado a partir da geração de energia existente, excluindo o primeiro ano de fornecimento, para adaptar-se aos desvios do mercado face às projeções de demanda, a partir do segundo ano subsequente ao da declaração que deu origem à respectiva compra; e (iii) adaptação aos montantes de energia estipulados nos contratos de aquisição de energia firmados anteriormente a 17 de março de 2004.

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

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

7.9 - Outras informações relevantes

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" (Preço de Liquidação de Diferenças), ou PLD, 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 2.190/2016. Antes de tal resolução, o valor máximo do PLD era de R\$422,56 (Resolução no. 2.002/2015) e R\$388,48 (Resolução nº 1.832/2014).

Convenção de Comercialização de Energia Elétrica

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

7.9 - Outras informações relevantes

com exceção das permitidas por lei ou no contrato de concessão pertinente. As geradoras não podem deter o controle ou participações societárias significativas nas distribuidoras.

Eliminação do Direito à Autocontratação

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

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

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

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

Limitações à Concentração no Mercado de Energia Elétrica

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

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

7.9 - Outras informações relevantes

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

Tarifas de Sistema

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

TUSD

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

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

TUST

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

TE

A TE (Tarifa de Energia) é paga por Consumidores Cativos e Concessionárias ou Permissionárias de Distribuição pelo consumo de energia, com base no montante de

7.9 - Outras informações relevantes

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, cada um determinado e periodicamente revisado pela ANEEL:

- 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

7.9 - Outras informações relevantes

- determinar o fator X, que consiste em três componentes:
 - aumentos potenciais de produtividade, com base nos custos, conforme comparado ao crescimento de mercado;
 - qualidade do serviço; e
 - uma meta de despesas operacionais.

Os aumentos de produtividade e a meta de despesa operacional são determinados a cada revisão periódica. A partir do 4º ciclo de revisão periódica, a "qualidade do serviço" é determinada em cada reajuste anual e na revisão periódica.

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

Cada contrato de concessão de cada distribuidora também prevê um reajuste anual de tarifa. Em geral, os custos da Parcela A são totalmente repassados aos consumidores. Contudo, os custos da Parcela B são em sua maior parte corrigidos monetariamente em conformidade com o IGP-M e o Fator X.

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

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

Em dezembro de 2011, a ANEEL estabeleceu a metodologia e os procedimentos aplicáveis às novas revisões periódicas do mesmo ano. Desde 2015, a ANEEL revisa periodicamente as metodologias subjacentes aplicáveis ao setor de energia elétrica, com base em cada item, sendo que anteriormente todas as metodologias eram endereçadas a ciclos determinados, tais como de 2008-2010 e 2010-2014. Para informações sobre as revisões e metodologias tarifárias, consultar "Fatores de Riscos – As tarifas que cobramos pelo fornecimento de energia elétrica a Consumidores Cativos e as tarifas de uso do sistema de distribuição que cobramos de Consumidores Livres e Especiais são determinadas pela ANEEL em conformidade com contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro, podendo afetar adversamente a nossa receita operacional caso a ANEEL estabeleça tarifas de maneira que não nos seja favorável."

Desde 2013, variáveis, tais como a necessidade de despacho de usinas termelétricas, têm feito com que as distribuidoras incorram em custos extraordinários que excedem sua capacidade de pagamento. Para cobrir a exposição involuntária das distribuidoras a esses custos, uma parte dos custos de energia foram reembolsados pela Conta CDE (nos termos do Decreto nº 7945/2013), e a Conta ACR (nos termos do Decreto nº 8.221/2014). Esses reembolsos visam cobrir a totalidade ou parte dos custos incorridos pelas distribuidoras no

7.9 - Outras informações relevantes

período de janeiro de 2013 a dezembro de 2014, referentes: (i) à exposição involuntária no mercado spot; e (ii) ao despacho de usinas termelétricas relacionado ao CCEAR. A CCEE, que gerencia a Conta ACR, obteve um empréstimo com 13 bancos para financiar esse pagamento. Desde janeiro de 2015, as distribuidoras têm cobrado tarifas de eletricidade adicionais de consumidores a fim de amortizar o reembolso da Conta CDE, no período de cinco anos, e o empréstimo, no período de 54 meses. As quotas de CDE definidas pela ANEEL e repassadas aos consumidores já levam em consideração essas obrigações. Além disso, como os custos da Conta CDE e de compra de energia permaneceram altos, a ANEEL aumentou suas tarifas por meio de uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicável a todas as companhias de distribuição, de acordo com a Resolução nº 1.858 de 27 de fevereiro de 2015. O objetivo da RTE é repassar os custos projetados no período de março de 2015 até a data da próxima revisão ou ajuste tarifário das distribuidoras.

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

7.9 - Outras informações relevantes

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

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

Encargos Tarifários

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

7.9 - Outras informações relevantes

no processo licitatório referente à concessão correspondente. A Eletrobrás recebeu pagamentos referentes ao Fundo UBP até 31 de dezembro de 2002. Todos os encargos relativos ao Fundo UBP desde 31 de dezembro de 2002 foram pagos diretamente ao governo brasileiro.

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

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

Encargo do Serviço do Sistema – ESS

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

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

7.9 - Outras informações relevantes

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

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 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.

7.9 - Outras informações relevantes

Para maiores 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

8. Negócios extraordinários

8.1. Indicar a aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor

Não houve nenhuma aquisição que não se enquadre na operação normal nos negócios da Companhia nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 e nos seis meses findos em 30 de junho de 2017.

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

8.2. Indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor
--

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios da Companhia nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 e nos seis meses findos em 30 de junho de 2017.

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 as atividades operacionais da Companhia nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 e nos seis meses findos em 30 de junho de 2017.

8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.**8.4. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

Não houve negócios extraordinários nos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 e nos seis meses findos em 30 de junho de 2017.

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros**9. Ativos relevantes****9.1. Descrever os bens do ativo não circulante relevantes para o desenvolvimento das atividades do emissor, indicando em especial:**

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

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

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

9.2 - Outras informações relevantes

9.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações a serem divulgadas.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

10.1 Os diretores devem comentar sobre:

As demonstrações financeiras de 2016, 2015 e 2014, bem como as informações contábeis intermediárias, relativas ao período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2017, estão em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM").

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

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

a) Condições financeiras e patrimoniais gerais

- **Período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2017**

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

Os Diretores esclarecem que em 30 de junho de 2017, a dívida financeira bruta (incluindo a posição líquida dos derivativos) da companhia atingiu R\$ 3.939 milhões, apresentando uma redução de 11,1%. As disponibilidades totalizaram R\$ 1.478 milhões, uma redução de 33,6% com relação ao saldo em 31 de dezembro de 2016. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 2.460 milhões, registrando um aumento de 11,6% quando comparada a dívida líquida em 31 de dezembro de 2016.

Os Diretores esclarecem que os índices de Liquidez Corrente (ativo circulante / passivo circulante) e Liquidez Geral Ajustada ((ativo circulante + ativo não circulante - intangível) / (passivo circulante + passivo não circulante)) da Companhia foram respectivamente de 0,84 e 0,88 ao final do primeiro semestre de 2017 (redução de 39,8% no índice de liquidez corrente e aumento de 0,6% no índice de liquidez geral ajustada, em relação a posição em 31 de dezembro 2016). No primeiro semestre de 2017, o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido (lucro líquido / patrimônio líquido) foi de 0,066, apresentando uma redução quando comparado a 0,205 no primeiro semestre de 2016. O Lucro Líquido do primeiro semestre de 2017 atingiu R\$ 76 milhões, uma redução de 65,3% comparado ao lucro líquido do mesmo período de 2016, refletindo principalmente uma redução de 22,4% (R\$ 111 milhões) no EBITDA. Os motivos desta variação estão descritos na Variação da Demonstração do Resultado no item 10.1.h.

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

- **Período encerrado em 31 de dezembro de 2016**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Diretores esclarecem que em 2016, a CPFL Paulista cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de seus 4,3 milhões de clientes, em 234 municípios do Estado de São Paulo.

Os Diretores esclarecem que as vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 4,2%. As vendas na área de concessão tiveram redução de 2,2% em relação ao exercício de 2015. Destaca-se a classe residencial, que registrou uma redução de 1,0% ante 2015.

Os Diretores esclarecem que no final de 2016, o endividamento bruto da Companhia atingiu R\$ 4.429 milhões, apresentando redução de 1,4%. As disponibilidades totalizaram R\$ 2.225 milhões, um aumento de 2,6%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 2.203 milhões, registrando uma queda de 5,1%. Comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 2,52, com aumento de 3,0% em relação a 2015 (reapresentado). Os índices de Liquidez Corrente e Liquidez Geral Ajustada da Companhia foram respectivamente de 1,39 e 0,88 ao final de 2016 (aumento de 7,7% e redução de 5,2% relação a 2015, respectivamente). O impacto no índice de Liquidez Corrente, ocorreu majoritariamente devido as reduções no saldo de dividendos e juros sobre o capital próprio de R\$ 665 milhões e no saldo de fornecedores de R\$ 453 milhões. Já o indicador de Liquidez Geral Ajustada foi impactado pela redução no endividamento de R\$ 868 milhões, bem como pela redução do ativo financeiro setorial de R\$ 1.045 milhões.

Os Diretores esclarecem que em 2016 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,240, apresentando aumento de 8,9% em relação a 2015. O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 255 milhões, com redução de 14,4% (R\$ 43 milhões), em relação ao mesmo período do ano anterior, refletindo principalmente a redução de 7,8% (R\$ 74 milhões) no EBITDA. Tal efeito foi parcialmente compensado pelos seguintes fatores: (i) o efeito positivo do Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 27 milhões); (ii) a redução de 1,4% (R\$ 3 milhões) no resultado financeiro líquido; e (iii) despesas com amortização estáveis (-0,2% ou R\$ 0,4 milhão). Os motivos desta variação estão descritos na Variação da Demonstração do Resultado no item 10.1.h.

Os Diretores esclarecem que a diretoria entende que a Companhia apresenta 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, acredita que terá capacidade para contratá-los.

• Período encerrado em 31 de dezembro de 2015

Os Diretores esclarecem que o ano de 2015 se provou um dos mais desafiadores da história da Companhia. 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.

Os Diretores esclarecem que no começo do ano de 2015, o risco de racionamento era iminente. Com um período úmido onde a Energia Natural Afluyente (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.

Os Diretores esclarecem que no campo regulatório, os avanços foram significativos. A Companhia começou 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 2 de março de 2015, que aliviou parte dos incrementos nos custos de Parcela A (não-gerenciáveis). A Parcela A estava pressionada em especial pelo aumento na CDE, um encargo setorial que foi reajustado de forma

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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 a Companhia chegou a registrar um acúmulo de ativo e passivo financeiro setorial da ordem de R\$ 1,2 bilhão no final do 3T15, quase o equivalente a um ano de sua geração de caixa. No 4T15, esse cenário de acúmulo de ativo e passivo financeiro setorial começou a ser revertido, dando um alívio ao capital de giro da Companhia, que encerrou 2015 com cerca de R\$ 1,0 bilhão acumulados.

Os Diretores esclarecem que apesar de essencial para mitigar os descasamentos no fluxo de caixa da Companhia, 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 de 3,4% no ano, sendo 1,8% a queda na classe residencial, 2,6% na classe comercial e 7,4% na classe industrial.

Os Diretores esclarecem que no final de 2015, a dívida financeira bruta (incluindo a posição líquida dos derivativos) da Companhia atingiu R\$ 4.491 milhões, apresentando um aumento de 20,7%. As disponibilidades totalizaram R\$ 2.170 milhões, um aumento de 94,5%. Com isso, a dívida líquida passou para R\$ 2.321 milhões, registrando uma queda de 10,9%. Comparado ao EBITDA do exercício, nossa alavancagem líquida ficou em 2,45, um aumento de 4,4% em relação a 2014. O aumento da dívida financeira bruta tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios da Companhia. Os índices de Liquidez Corrente e Liquidez Geral Ajustada da Companhia foram respectivamente de 1,29 e 0,93 ao final de 2015 (aumentos de 38,8% e 12,7% em relação a 2014, respectivamente). Este resultado foi obtido majoritariamente devido a um aumento no saldo de disponibilidades de R\$ 1.054 milhões (ver os motivos descritos no item 10.1.h) de consumidores, concessionárias e permissionárias de R\$ 539 milhões e do ativo financeiro setorial de R\$ 571 milhões, bem como pelo aumento de R\$ 1.588 milhões no endividamento bruto (exceto derivativos).

Os Diretores esclarecem que em 2015 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,221, apresentando redução de 68,1% em relação a 2014. O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 298 milhões, com redução de 40,7% (R\$ 205 milhões) refletindo principalmente o aumento de 28,6% nos custos com energia elétrica (R\$ 1.400 milhões) e 18,4% nos custos e despesas operacionais, que refletiram em queda de 14,6% no EBITDA (R\$ 162,4 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 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, acredita que terá capacidade para contratá-los.

Os Diretores esclarecem que 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.

Os Diretores esclarecem que em 2016, os desafios persistem, dada a deterioração do cenário macroeconômico Brasileiro. No entanto, a Companhia assume o compromisso de continuar com sua estratégia de disciplina financeira e excelência operacional para garantir a Sustentabilidade de longo prazo dos negócios em todos os setores em que atua, garantindo um serviço de qualidade para nossos clientes e geração de valor para todos os nossos Acionistas.

- **Período encerrado em 31 de dezembro de 2014**

Os Diretores esclarecem que 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,

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

Os Diretores esclarecem que além do impacto no fluxo de caixa, 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 3,1% no consumo industrial ao longo do ano na área de concessão. 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 6,6% para a classe residencial e 8,0% para a classe comercial, mesmo com os efeitos da crise hídrica, que causaram diminuição no ritmo de crescimento na segunda metade do ano.

Os Diretores esclarecem que 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.

Os Diretores esclarecem que 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.

Os Diretores esclarecem que 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.

Os Diretores esclarecem que fato que deve ser comemorado também é a aprovação pela 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 do reajuste anual.

Isso foi possível em função da aprovação pela ANEEL, em 25 de novembro de 2014, Despacho nº 4.621, de aditivo ao contrato 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.

Os Diretores esclarecem que em termos de operação, é importante destacar que a Companhia encerrou o ano de 2014 com a Telemedição de todos os clientes industriais e comerciais do Grupo A (alta tensão), totalizando 13,9 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.

Os Diretores esclarecem que os índices de Liquidez Corrente e Liquidez Geral Ajustada da companhia foram respectivamente de 0,93 e 0,82 ao final de 2014 (redução de 0,2% e 2,9% em relação a 2013, respectivamente). A redução no índice corrente deveu-se principalmente ao aumento de 31,1% (R\$ 739 milhões) no passivo circulante,

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

principalmente em Fornecedores (R\$ 249 milhões), Dividendos (R\$ 341 milhões) e Impostos, taxas e contribuições (R\$ 108 milhões), compensados pelo aumento de 30,8% no ativo circulante (R\$ 684 milhões), principalmente em disponibilidade (R\$ 143 milhões) e o reconhecimento do ativo financeiro setorial (R\$ 350 milhões). Por sua vez, a redução no índice geral deveu-se principalmente ao aumento de 19,1% (R\$ 692 milhões) no passivo não circulante, principalmente pelo aumento no endividamento em 2014 (ver item 10.1.h para maiores detalhamentos).

Os Diretores esclarecem que em 2014 o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,69, aumento de 32% em relação a 2013. O Lucro Líquido do período atingiu R\$ 503 milhões, apresentando redução de 19% (R\$ 117,7 milhões) em comparação ao ano anterior, conforme razões descritas no item 10.1.h, variação da Demonstração do Resultado.

Os Diretores esclarecem que o ano de 2017 será novamente um ano de muito trabalho dada à desaceleração econômica do Brasil e as desafiadoras condições hidrológicas. Mas os consistentes resultados operacionais e econômico-financeiros alcançados nos fazem certos de que nossa estratégia sólida e cautelosa tem criado valor para os acionistas e melhorado os serviços e produtos oferecidos para os nossos clientes.

b) Estrutura de capital

A Diretoria da Companhia entende que a atual estrutura de capital da Companhia, mensurada pelo percentual de capital próprio (Patrimônio Líquido / Total do Passivo) e de terceiros indicada ((Passivo Circulante + Passivo Não Circulante) / Total do Passivo) na tabela abaixo, apresenta níveis de alavancagem consideradas, pela Diretoria da Companhia, como adequados.

Estrutura de Capital	6 meses findos em 30 de junho de 2017	2016	2015	2014
Capital próprio	13%	12%	12%	9%
Capital de terceiros	87%	88%	88%	91%

O setor de energia elétrica requer uso intensivo de capital. A Companhia realiza frequentemente captações por meio do mercado financeiro e de capitais para financiar os investimentos em sua concessão e recentemente realizou acesso ao mercado de capitais, o que explica a evolução da estrutura de capital da Companhia, que agora detém maior participação de capital de terceiros.

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

c) capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Liquidez e Recursos de Capital

- **Período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2017**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Diretores esclarecem que em 30 de junho de 2017, nosso capital de giro refletia um déficit (excedente do passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 680 milhões, uma redução de R\$ 1.816 milhões quando comparado com o superávit de R\$ 1.137 milhões em 31 de dezembro de 2016. As principais causas desse déficit foram:

- Aumento de R\$ 1.134 milhões com empréstimos e financiamentos decorrente das parcelas da dívida que se tornaram de curto prazo;
- Aumento de R\$ 360 milhões com passivo financeiro setorial, e
- Redução de R\$ 747 milhões com o caixa e equivalente de caixa.

Compensados parcialmente por:

- Redução de R\$ 94 milhões com fornecedores, e
- Aumento de R\$ 179 milhões com derivativos ativos.
- Vide mais informações sobre as variações acima no item 10.1.h deste relatório.

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição;
- Amortizar ou refinar dadas a vencer. Em 30 de junho de 2017, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 1.753 milhões; e
- A Companhia tem histórico de lucros, bem como projeção de lucratividade e geração de caixa, o que suporta e viabiliza o plano de renegociação para redução nos custos da dívida da Companhia.

• Período encerrado em 31 de dezembro de 2016

Os Diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2016 nosso capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 1.137 milhões, uma redução de R\$ 30 milhões quando comparado com o superávit de R\$1.166 milhões em 31 de dezembro de 2015. As principais causas desse superávit foram:

- Redução de R\$ 453 milhões com fornecedores, decorrente basicamente de suprimento de energia elétrica (R\$ 418 milhões) e encargos de serviço do sistema (R\$ 86 milhões) e encargos de uso da rede elétrica (R\$ 8 milhões), compensado com o aumento em materiais e serviços (R\$ 48 milhões);
- Redução de R\$ 251 milhões com taxas regulamentares, principalmente pela Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e Bandeiras tarifárias;
- Redução de dividendos e juros sobre capital próprio R\$ 665 milhões

Compensados parcialmente por:

- Aumento de R\$ 198 milhões em debêntures;
- Redução de R\$ 279 milhões em derivativos ativo, e
- Redução de R\$ 787 milhões em ativo financeiro setorial.

Os Diretores esclarecem que a tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2016 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo):

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2016	Pagamentos devidos por período							
	Total	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	1.212	1.211	1	-	1.212	-	-	-
Empréstimos, Derivativos, Debêntures e financiamentos - principal e encargos (1)	5.817	74	118	948	1.140	3.829	792	56
Entidade de Previdência Privada (1)	1.990	11	11	76	98	333	362	1.198
Outros	273	242	26	5	273	-	-	-
Total de itens do Balanço Patrimonial	9.293	1.539	156	1.029	2.724	4.161	1.154	1.254
Compra de energia (exceto Itaipu) (2)	49.755	-	-	3.860	3.860	8.449	9.032	28.415
Compra de energia de Itaipu (2)	15.116	-	-	1.168	1.168	2.396	2.655	8.897
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	18.400	-	-	803	803	2.894	3.679	11.025
Fornecedores de materiais e serviços	875	-	-	428	428	386	61	-
Total de outros compromissos	84.147	-	-	6.259	6.259	14.125	15.426	48.337
Total das Obrigações contratuais	93.440	1.539	156	7.288	8.983	18.286	16.580	49.591

(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) 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 nota explicativa nº 31 à nossas demonstrações financeiras.

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição;
- Amortizar ou refinar dadas 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\$ 610 milhões.

Os Diretores esclarecem que a Companhia possui 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 antecipasse nas necessidades de caixa para o horizonte de 18 a 24 meses e prioriza a liquidez de caixa.

Os Diretores esclarecem que o índice de Liquidez Geral Ajustada da Companhia apresentou redução no último ano. O índice foi de 0,88 em 2016, com redução de 5,2% em relação ao índice de 2015, impactado pela redução no endividamento de R\$ 868 milhões, bem como pela redução do ativo financeiro setorial de R\$ 1.045 milhões.

• Período encerrado em 31 de dezembro de 2015

Os Diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2015 nosso capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 1.166 milhões. As principais causas desse superávit foram:

- Aumento do caixa e equivalentes de caixa no valor de R\$ 1.054 milhões conforme explicado no item 10.1.h abaixo;
- Aumento de contas a receber de R\$ 519 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\$ 437 milhões, relacionados aos ativos financeiros setoriais líquidos (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras);
- Aumento do reconhecimento de derivativos ativos de R\$ 304 milhões;

Compensados parcialmente por:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Aumento de R\$ 360 milhões com fornecedores, decorrente basicamente de suprimento de energia elétrica (R\$ 171 milhões), encargos do serviço do uso do sistema (R\$ 107 milhões) e materiais e serviços (R\$ 83 milhões);
- Aumento de R\$ 406 milhões com taxas regulamentares, principalmente Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- Aumento de R\$ 104 milhões com impostos e contribuições; e
- Aumento de R\$ 143 milhões com empréstimos e financiamentos.

Os Diretores esclarecem que 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							
	Total	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	1.665	1.664	-	1	1.665	-	-	-
Empréstimos, Derivativos, Debêntures e financiamentos - principal e encargos (1)	7.991	91	131	902	1.125	4.868	1.734	264
Entidade de Previdência Privada (2)	917	-	-	-	-	100	154	663
Outros	526	425	101	-	526	-	-	-
Total de itens do Balanço Patrimonial	11.099	2.180	232	904	3.316	4.968	1.889	927
Compra de energia (exceto Itaipu) (3)	54.962	-	-	3.807	3.807	8.185	9.395	33.576
Compra de energia de Itaipu (3)	16.566	-	-	1.235	1.235	2.514	2.666	10.151
Fornecedores de materiais e serviços	984	-	-	435	435	442	107	-
Total de outros compromissos	72.512	-	-	5.477	5.477	11.141	12.167	43.727
Total das obrigações contratuais	83.612	2.180	232	6.381	8.793	16.109	14.056	44.654

(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 nota explicativa nº 31 à nossas demonstrações financeiras.

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição;
- Amortizar ou refinar dadas a vencer. Em 31 de dezembro de 2015, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 526 milhões.

Os Diretores esclarecem que a Companhia possui 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 antecipe 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 3,3 pontos percentuais para 13,5% (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 da Companhia.

Os Diretores esclarecem que apesar do aumento da dívida financeira bruta, o índice de Liquidez Geral Ajustada da Companhia tem apresentado evolução no último ano. O índice foi de 0,93 em 2015, representando um aumento de 12,7% em relação ao índice de 2014.

• Período encerrado em 31 de dezembro de 2014

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2014 nosso capital de giro refletia um déficit (excedente de passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 213 milhões. A principal causa deste déficit foi o aumento nas despesas com fornecedores (principalmente aquisição de energia e encargos).

Os Diretores esclarecem que 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				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	1.305	1.305	-	-	-
Empréstimos, Derivativos, Debêntures e financiamentos - principal e encargos ¹	5.543	675	2.341	2.121	407
Entidade de Previdência Privada ²	1.546	89	198	229	1.029
Outros	103	103	-	-	-
Total de itens do Balanço Patrimonial	8.498	2.173	2.539	2.350	1.436
Compra de energia (exceto Itaipu) ³	48.579	4.169	8.130	8.658	27.622
Compra de energia de Itaipu ³	12.216	895	1.893	1.857	7.571
Fornecedores de materiais e serviços	419	259	146	13	1
Total de outros compromissos	61.214	5.323	10.169	10.528	35.194
Total das Obrigações contratuais	69.712	7.496	12.708	12.878	36.631

(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 nota explicativa nº 31 à nossas demonstrações financeiras

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição;
- Amortizar ou refinanciar dívidas 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\$ 282 milhões (excluindo efeito de encargos e derivativos).

Os Diretores esclarecem que a Companhia possui 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 da Companhia.

Os Diretores esclarecem que com o aumento da dívida financeira bruta, o índice de Liquidez Geral Ajustada da Companhia apresentou queda no período. O índice foi de 0,82 em 2014, representando redução de 2,9% em relação ao índice de 2013.

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

Os Diretores esclarecem que as principais fontes de recursos são provenientes da geração própria de caixa e financiamentos. Durante o ano de 2016, a Companhia captou recursos principalmente para o refinanciamento de dívidas e a realização de investimentos programados. Foram contratados novos financiamentos para investimento junto ao BNDES nas modalidades FINEM, captações com instituições financeiras internacionais para o financiamento do capital de giro. Durante os seis meses findos em 30 de junho de 2017.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Diretores esclarecem que ao longo dos últimos anos, a Companhia 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.

Os Diretores esclarecem que em 2017 a Companhia continuará adotando esta prática para os débitos com vencimento em 2018.

Os Diretores esclarecem que utilizando esta estratégia, a Companhia busca reduzir a exposição de fluxo de caixa assim como reduzir a exposição ao risco de taxas de juros, além de manter a liquidez e um bom perfil de endividamento por meio do alongamento do prazo médio da dívida e redução do seu custo.

Os Diretores esclarecem que para informações mais detalhadas sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Companhia, vide alínea (F) desta seção 10.1.

Endividamento

- **30 de junho de 2017 em comparação a 31 de dezembro de 2016**

Os Diretores esclarecem que o endividamento total apresentou uma redução de R\$ 435 milhões, ou 9,1%, de 31 de dezembro de 2016 para 30 de junho de 2017, alcançando R\$ 4.325 milhões, principalmente em decorrência (i) da amortização dos empréstimos e financiamentos de R\$ 90 milhões e debêntures de R\$ 396 milhões; (ii) pelo pagamento dos encargos no montante de R\$ 142 milhões, compensado (iii) pela atualização monetária e cambial positiva de R\$ 68 milhões impactada principalmente pela variação positiva do dólar no período; (iv) pelos encargos de R\$ 124 milhões provisionados no período.

Os Diretores esclarecem que apesar do endividamento total ter reduzido (9,1%), quando analisamos o endividamento bruto, incluindo derivativos (ativos e passivos), houve uma redução maior (11,1%). Isso decorre principalmente pelo aumento de R\$ 55 milhões na conta de derivativos ativo em função principalmente da variação positiva do dólar no período.

- **Período encerrado em 31 de dezembro de 2016**

Os Diretores esclarecem que o endividamento total apresentou uma redução de R\$ 868 milhões, ou 15,4%, de 31 de dezembro de 2015 para 31 de dezembro de 2016 alcançando R\$ 4.761 milhões, principalmente em decorrência de: (i) Amortização de dívidas no montante de R\$ 769 milhões; e (ii) Captação de recursos no valor de R\$ 259 milhões, sendo R\$ 232 milhões em dívida expressa em dólares norte-americanos, para reforçar o capital de giro e alongamento do perfil da dívida e R\$ 27 milhões do BNDES por meio do FINEM basicamente para cumprir o plano de investimento da Companhia;

Os Diretores esclarecem que apesar do endividamento bruto ter reduzido (15,4%), quando analisamos o endividamento líquido, incluindo derivativos (ativos e passivos), houve uma redução menor (1,4%). Isso decorre principalmente pela significativa redução de R\$ 789 milhões na conta de derivativo ativo em função da redução do endividamento em moeda estrangeira, redução do spread de risco no ano de 2016 e variação negativa do dólar no período.

- **Período encerrado em 31 de dezembro de 2015**

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Diretores esclarecem que o endividamento total apresentou um aumento de R\$ 1.588 milhões, ou 39,3%, de 31 de dezembro de 2014 para 31 de dezembro de 2015 alcançando R\$ 5.629 milhões, principalmente em decorrência de:

- Captação de recursos no valor de R\$ 1.452 milhões (dos quais R\$ 1.199 milhões em dívida expressa em dólares norte-americanos) pela Companhia, para reforçar o capital de giro e alongamento do perfil da dívida;
- Empréstimos do BNDES por meio do FINEM, no valor total de R\$ 253 milhões basicamente para cumprir o plano de investimento da Companhia;

Os Diretores esclarecem que os aumentos listados acima foram parcialmente compensados pela amortização de dívidas no montante de R\$ 823 milhões.

Os Diretores esclarecem que apesar do endividamento bruto ter aumentado (39,3%), quando analisamos o endividamento líquido, incluindo derivativos (ativos e passivos), houve um aumento menor (20,6%). Isso decorre principalmente do significativo aumento de R\$ 825 milhões na conta de derivativo ativo em função da desvalorização do real no ano de 2015.

• **Período encerrado em 31 de dezembro de 2014**

Os Diretores esclarecem que o aumento do nosso endividamento em 2014 (no montante de R\$ 503 milhões, representando um acréscimo de 14,2% em relação a 2013) principalmente resultou de:

- Liberações de empréstimos com o BNDES no montante de R\$ 27 milhões para cumprimento do plano de investimento, por meio do Fundo para Financiamento e Empreendimentos ("FINEM");
- Captações no valor de R\$ 617 milhões (liquido dos gatos com captação) em dívidas denominadas em dólar para reforço de capital de giro;
- Estes financiamentos tiveram o objetivo principal de financiar investimentos da Companhia.

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

Os Diretores esclarecem que em 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 nosso sistema de energia.

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

• **Período encerrado em 30 de junho de 2017**

Os Diretores esclarecem que em 30 de junho de 2017, nosso endividamento (incluindo encargos) era de R\$ 4.325 milhões. Deste total R\$ 2.525 milhões ou 58,3% eram expressos em moeda estrangeira, sendo R\$ 2.449 milhões em dólares norte-americanos e R\$ 76 milhões em euros. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$ 1.753 milhões de nosso endividamento vencerá no prazo de 12 meses.

• **Período encerrado em 31 de dezembro de 2016**

Os Diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2016, nosso endividamento (incluindo encargos) era de R\$ 4.760 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 2.459 milhões ou 51,6% eram expressos em moeda estrangeira,

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

sendo R\$ 2.390 milhões em dólares norte-americanos e R\$ 69 milhões em euros. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$ 726 milhões de nosso endividamento (principal e encargos de dívidas) vencerá no prazo de 12 meses.

- **Período encerrado em 31 de dezembro de 2015**

Os Diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2015, nosso endividamento (incluindo encargos) era de R\$ 5.629 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 3.252 milhões ou 57,8% eram expressos em moeda estrangeira, sendo R\$ 3.170 milhões em dólares norte-americanos e R\$ 82 milhões em euros. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$ 526 milhões de nosso endividamento (principal e encargos de dívidas) vencerá no prazo de 12 meses.

- **Período encerrado em 31 de dezembro de 2014**

Os Diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2014, nosso endividamento (incluindo encargos) era de R\$ 4.041 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 1.671 milhões ou 41,3% eram denominados em dólares americanos. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$ 383 milhões de nosso endividamento (principal e encargos de dívidas) vencerá no prazo de 12 meses.

(i). contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Principais Contratos de Financiamentos em 30 de junho de 2017 (incluindo encargos):

- BNDDES. Em 30 de junho de 2017, tínhamos R\$ 599 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDDES. Esses empréstimos são denominados em Reais dizem respeito a empréstimos para financiamento do programa de investimentos.
- Debêntures. Em 30 de junho de 2017, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 803 milhões, dividido em duas emissões (PALF16 e PALF17). Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 15 das nossas demonstrações financeiras intermediária de 30 de junho de 2017.
- Capital de giro. Em 30 de junho de 2017, tínhamos um saldo de R\$ 402 milhões de empréstimos de capital de giro indexados ao CDI.
- Outras Dívidas denominadas em Reais. Em 30 de junho de 2017, tínhamos um saldo devedor de R\$ 3 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em Real e garantidas pela arrecadação de recebíveis.
- Dívidas denominadas em moeda estrangeiras. Em 30 de junho de 2017, possuíamos financiamentos denominados em dólares norte-americanos e euros cujos saldos devedores eram de R\$ 2.449 milhões e R\$ 76 milhões, respectivamente. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

Principais Contratos de Financiamentos em 2016 (incluindo encargos):

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- BNDES. Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos R\$ 681 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais dizem respeito a empréstimos para financiamento do programa de investimentos.
- Debêntures. Em 31 de dezembro de 2016, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 1.239 milhões, dividido em duas emissões (PALF16 e PALF17). Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 15 das nossas demonstrações financeiras.
- Capital de giro. Em 31 de dezembro de 2016, existia um saldo de R\$ 379 milhões de empréstimos de capital de giro indexados ao CDI.
- Outras Dívidas denominadas em Reais. Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos um saldo devedor de R\$ 3 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real e garantidas pela arrecadação de recebíveis.
- Dívidas denominadas em moeda estrangeiras. Em 31 de dezembro de 2016, possuíamos financiamentos denominados em dólares norte-americanos e euros cujos saldos devedores eram de R\$ 2.390 milhões e R\$ 69 milhões, respectivamente. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

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

Principais Contratos de Financiamentos em 2015 (incluindo encargos):

- BNDES. Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos R\$ 805 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais dizem respeito a empréstimos para financiamento do programa de investimentos.
- Debêntures. Em 31 de dezembro de 2015, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 1.240 milhões, dividido em duas emissões (PALF16 e PALF17). Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 15 das nossas demonstrações financeiras.
- Capital de giro. Em 31 de dezembro de 2015, existia um saldo de R\$ 329 milhões de empréstimos de capital de giro indexados ao CDI.
- Outras Dívidas denominadas em Reais. Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos um saldo devedor de R\$ 4 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real e garantidas pela arrecadação de recebíveis.
- Dívidas denominadas em moeda estrangeiras. Em 31 de dezembro de 2015, possuíamos financiamentos denominados em dólares norte-americanos e euros cujos saldos devedores eram de R\$ 3.170, milhões e R\$ 82 milhões, respectivamente. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações.

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

Principais Contratos de Financiamentos em 2014:

- BNDES. Em 31 de dezembro de 2014, havia R\$ 675 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em reais e diz respeito a

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

financiamento de programas de investimentos por meio das linhas de crédito concedidas de acordo com o empréstimo BNDES – FINEM/FINAME.

- Debêntures. Em 31 de dezembro de 2014, o saldo devedor em Debêntures era de R\$ 1.225 milhões, dividido em duas emissões. Os termos e condições das Debêntures encontram-se resumidos na nota 15 às demonstrações financeiras.
- Capital de Giro: Em 31 de dezembro de 2014, existia um saldo R\$ 466 milhões de empréstimos de capital de giro indexados ao CDI.
- Outras Dívidas denominadas em Reais. Em 31 de dezembro de 2014, havia um saldo devedor de R\$ 5 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real e garantidas pela arrecadação de recebíveis.
- Dívidas denominadas em dólares americanos. Em 31 de dezembro de 2014, havia diversos financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 1.671 milhões. Foram contratados swaps visando reduzir a exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações. Para mais detalhes sobre os empréstimos, debêntures e derivativos, vide notas 14, 15 e 30 de nossas demonstrações financeiras.

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

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

(iii). grau de subordinação entre as dívidas

Os Diretores esclarecem que as dívidas contratadas com o BNDES possuem garantia real e, portanto, são consideradas sênior com relação às outras dívidas da Companhia em caso de falência e recuperação judicial, 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

Os Diretores esclarecem que a Companhia está sujeita a cláusulas financeiras e operacionais nos termos dos instrumentos financeiros. Tais cláusulas incluem limitações relativas à possibilidade de venda ou garantia de ativos ou de realizar investimentos em terceiros.

Linhas de crédito do BNDES

Os Diretores esclarecem que os financiamentos junto ao BNDES restringem a Companhia (i) a somente realizar 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 anualmente, como segue:

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA – valor máximo 3,5;

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Dívida líquida dividida pela soma da dívida líquida e o Patrimônio Líquido - valor máximo 0,90.

Captações em moeda estrangeira – Lei nº 4.131 (Bancos: Citibank, Bank of Tokyo – Mitsubishi, Mizuho, Bank of America Merrill Lynch, HSBC Bank, JP Morgan e BNP Paribas; Morgan Stanley e Scotiabank) e operações sindicalizadas.

Os Diretores esclarecem que as captações em moeda estrangeira realizadas através da Lei nº 4.131, estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da Garantidora (CPFL Energia) a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos, calculados semestralmente. Os índices exigidos são os seguintes:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,75; e,
- EBITDA dividido pelo Resultado Financeiro maior ou igual a 2,25.

Os Diretores esclarecem que a definição de EBITDA, para fins de apuração de covenants, a garantidora CPFL Energia leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária direta ou indiretamente detida pela controladora CPFL Energia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos). Os Diretores esclarecem que os empréstimos e financiamentos da Companhia estavam sujeitos à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da controladora, ou 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 controladora da Companhia.

Os Diretores esclarecem que em função da mudança do controle acionário da controladora, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores da Companhia, a não decretação dos vencimentos antecipados dos referidos empréstimos e financiamentos, os quais passaram a incluir a State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China como exceção para não antecipação dos seus vencimentos.

Adicionalmente, os Diretores esclarecem que o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (cross default) dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

Os Diretores esclarecem que a Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia todas as condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 30 de junho de 2017.

Debêntures

Os Diretores esclarecem que as debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da garantidora (controladora CPFL Energia) a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Os principais índices são os seguintes:

- Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 3,75, e
- EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

Os Diretores esclarecem que a definição de EBITDA, para fins de apuração de covenants, a garantidora CPFL Energia leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

conjunto com base na participação societária direta ou indiretamente detida pela controladora CPFL Energia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

Os Diretores esclarecem que as debêntures estavam sujeitas à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da controladora, ou 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 controladora da Companhia.

Os Diretores esclarecem que em função da mudança do controle acionário da controladora, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores da Companhia, 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.

Os Diretores esclarecem que o não cumprimento das restrições mencionadas acima pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (cross default) dependendo de cada contrato.

Os Diretores esclarecem que a Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 30 de junho de 2017.

Os Diretores esclarecem que para mais informações sobre as cláusulas financeiras, vide as notas explicativas 14 e 15 de nossas demonstrações financeiras.

g) limites de utilização dos financiamentos já contratados

Os Diretores esclarecem que os percentuais utilizados dos nossos financiamentos já contratados, referentes aos últimos três exercícios sociais, estão apresentados nas tabelas abaixo:

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

Modalidade	Aprovação	Empresa	2016	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES/investimento - FINEM VII	Em 2014	CPFL Paulista	427.716	66% ⁽¹⁾

Modalidade	Aprovação	Empresa	2015	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES/investimento - FINEM VII	Em 2014	CPFL Paulista	427.716	59%

Modalidade	Aprovação	Empresa	2014	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES/investimento - FINEM VII	Em 2012	CPFL Paulista	790.000	67% ⁽¹⁾

(1) Saldo remanescente foi cancelado

2) Demais contratos de empréstimos (capital de giro), com 100% dos recursos liberados:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	Valores na data base (R\$ mil):			
	30/06/2017	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2014
Banco do Brasil- Capital Giro	403.015	380.403	331.549	470.294
Eletrobras	2.626	2.960	3.931	5.414
Morgan Stanley	-	-	196.502	133.601
Bank of America Merrill Lynch	331.309	327.503	397.324	270.248
Bank of America Merrill Lynch	-	-	-	399.887
Bank of America Merrill Lynch	148.333	146.703	175.750	119.561
Bank of America Merrill Lynch	495.911	490.334	587.094	-
Citibank	-	-	195.502	132.962
Citibank	-	-	-	133.585
Citibank	-	-	227.397	-
Scotiabank	-	-	95.502	64.958
Mizuho	247.199	244.484	292.895	199.235
Bank of Tokyo-Mitsubishi	164.927	163.106	195.380	132.887
Bank of Tokyo-Mitsubishi	165.156	163.279	195.524	-
JP MORGAN	131.959	130.522	156.381	106.383
JP MORGAN	116.644	115.382	138.255	-
JP MORGAN	83.440	82.544	98.891	-
JP MORGAN	49.842	49.311	59.080	-
BNP Paribas	75.790	68.663	85.991	-
HSBC Bank	286.076	282.808	338.504	-
Operação sindicalizada - Bank of America Merrill Lynch, Citibank, HSBC e EDC-Export Development Canada	220.581	218.104	-	-
Total	<u>2.922.807</u>	<u>2.866.107</u>	<u>3.771.450</u>	<u>2.169.015</u>

Os Diretores esclarecem que:

- (i). em 30 de junho de 2017 não havia contratos aprovados com percentuais ainda a serem liberados; e
- (ii). a Companhia utilizou o limite contratado nas operações de captação para capital de giro, realizadas nos exercícios fiscais findos em 2014, 2015 e 2016 e período findo em 30 de junho de 2017.
- (iii). o percentual utilizado dos limites contratados com o BNDES estão expressamente descritos na tabela 1 acima.

h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Os Diretores esclarecem que a Administração da Companhia apresenta os balanços patrimoniais e as demonstrações de resultado referentes aos exercícios sociais encerrados em de 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014, bem como referentes ao período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2017, com a demonstração de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes.

Comentários sobre as variações mais relevantes do Ativo:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

ATIVO	Balanco Patrimonial (em milhões de reais)													
	30/06/2017	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2016	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2015	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2014	AV%
Circulante														
Caixa e equivalentes de caixa	1.478	-33,6%	(747)	16,3%	2.225	2,6%	55	24,1%	2.170	94,5%	1.055	19,4%	1.115	13,7%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.479	2,1%	30	16,3%	1.449	1,9%	27	15,7%	1.422	57,4%	519	12,7%	903	11,1%
Tributos a compensar	106	32,7%	26	1,2%	80	-35,5%	(44)	0,9%	124	119,8%	68	1,1%	56	0,7%
Derivativos	204	716,0%	179	2,3%	25	-91,8%	(279)	0,3%	304	-	304	2,7%	-	0,0%
Ativo financeiro setorial	-	0,0%	-	0,0%	-	-	(787)	0,0%	787	124,6%	437	7,1%	350	4,3%
Estoques	7	7,6%	-	0,1%	7	24,5%	1	0,1%	6	5,5%	1	0,0%	5	0,1%
Outros créditos	246	-1,0%	(2)	2,7%	248	-26,1%	(88)	2,7%	336	-28,8%	(136)	3,0%	472	5,8%
Total do circulante	3.520	-12,7%	(515)	38,9%	4.035	-21,6%	(1.114)	43,7%	5.149	77,4%	2.247	46,1%	2.902	35,6%
Não circulante														
Consumidores, concessionárias e permissionárias	73	8,2%	6	0,8%	67	21,6%	12	0,7%	55	57,6%	20	0,5%	35	0,4%
Depósitos judiciais	450	141,3%	264	5,0%	186	-80,1%	(750)	2,0%	936	7,4%	65	8,4%	871	10,7%
Tributos a compensar	113	10,0%	10	1,2%	103	22,8%	19	1,1%	84	9,2%	7	0,7%	77	0,9%
Ativo financeiro setorial	-	0,0%	-	0,0%	-	-	(258)	0,0%	258	108,9%	134	2,3%	124	1,5%
Derivativos	198	-41,2%	(139)	2,2%	337	-60,2%	(510)	3,6%	847	159,9%	521	7,6%	326	4,0%
Créditos fiscais diferidos	283	-8,6%	(27)	3,1%	310	310,2%	234	3,4%	76	-79,6%	(295)	0,7%	371	4,6%
Ativo financeiro da concessão	2.339	10,0%	212	25,8%	2.127	27,0%	453	23,0%	1.674	20,4%	284	15,0%	1.390	17,1%
Outros créditos	22	29,4%	5	0,2%	17	-5,5%	(1)	0,2%	18	63,6%	7	0,2%	11	0,1%
Intangível	2.054	0,0%	(1)	22,7%	2.055	-0,5%	(11)	22,2%	2.066	1,0%	22	18,5%	2.044	25,1%
Total do não circulante	5.532	6,3%	329	61,1%	5.203	-13,5%	(811)	56,3%	6.014	14,6%	764	53,9%	5.250	64,4%
Total do Ativo	9.053	-2,0%	(185)	100,0%	9.238	-17,3%	(1.925)	100,0%	11.163	36,9%	3.012	100,0%	8.151	100,0%

Caixa e equivalentes de caixa:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016; e (ii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.478 milhões em 2017, que representa 16,3% do total do ativo, apresentou uma redução de 33,6% (R\$ 747 milhões), comparado com 2016, decorrente:

- (i). da geração de caixa de R\$ 143 milhões oriundos das atividades operacionais, em função basicamente: a) do lucro líquido ajustado (R\$ 609 milhões); b) do aumento do passivo financeiro setorial (R\$ 241 milhões), compensado parcialmente; c) do aumento de depósitos judiciais (R\$ 248 milhões); d) com encargos de dívidas e debêntures pagos (R\$ 142 milhões); da redução do contas a pagar com fornecedores (R\$ 94 milhões); f) do aumento do contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias (R\$ 71 milhões); g) da redução de outros tributos e contribuições sociais (R\$ 51 milhões); h) com processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos (R\$ 48 milhões); e i) com imposto de renda e contribuição social pagos (R\$ 48 milhões) (vide comentários sobre estas variações nos comentários das respectivas rubricas abaixo);
- (ii). do consumo de caixa de R\$ 298 milhões nas atividades de investimentos pela aquisição de intangível, principalmente pelos investimentos em infraestrutura da concessão; e
- (iii). do consumo de caixa de R\$ 592 milhões nas atividades de financiamentos, decorrente das amortizações de empréstimos e debêntures (R\$ 486 milhões) e liquidação de operações com derivativos (R\$ 104 milhões).

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 2.170 milhões em 2015, que representa 19,4% do total do ativo, apresentou um aumento de 94,5% (R\$ 1.055 milhões), comparado com 2014, decorrente:

- (i). da geração de caixa de R\$ 716 milhões oriundas das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 1.234 milhões), do recebimento do aporte CDE/CCEE (R\$ 145 milhões); do aumento dos contas pagar com fornecedores (R\$ 360 milhões) e taxas regulamentares (R\$ 406 milhões); aumento de impostos, tributos e contribuições sociais (R\$ 155 milhões); compensado parcialmente pela redução dos contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias (R\$ 608 milhões), de ativos e passivos setoriais (R\$ 500 milhões); pelo pagamento de encargos de dívidas e de debêntures (R\$ 287 milhões) e processos fiscais, cíveis e trabalhistas (R\$ 134 milhões) e pela redução de outras obrigações com entidades de previdência privada (R\$ 80 milhões);

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- (ii). do consumo de caixa de R\$ 388 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível (R\$ 384 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura de distribuição; e
- (iii). da geração de caixa de R\$ 727 milhões oriundas das atividades de financiamentos, decorrente das captações de empréstimos, líquidas das amortizações (R\$ 552 milhões), aumento de capital (R\$ 600 milhões) compensado pelo pagamento de dividendos (R\$ 425 milhões).

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.115 milhões em 2014, que representa 13,7% do total do ativo, apresentou um aumento de 14,7% (R\$ 143 milhões), comparado com 2013, decorrente: (i) da geração de caixa de R\$ 565 milhões oriundas das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 1.423 milhões) compensado pelo pagamento de encargos de dívidas e debêntures (R\$ 247 milhões) e de imposto de renda e CSLL (R\$ 183 milhões) e dos ativos e passivos setoriais não recebidos (R\$ 474 milhões); (ii) do consumo de caixa de R\$ 259 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível e imobilizado (R\$ 268 milhões) principalmente pelos investimentos em infraestrutura e (iii) do consumo de caixa de R\$ 164 milhões oriundas das atividades de financiamentos, decorrente do pagamento de dividendos (R\$ 425 milhões) compensado das captações de empréstimos, líquidas das amortizações (R\$ 261 milhões).

Os Diretores esclarecem que o comparativo referente aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 não está descrito neste item por sua comparação ser materialmente irrelevante.

Consumidores, concessionárias e permissionárias:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.477 milhões em 2015 (circulante e não circulante), que representa 13,2% do total do ativo, apresentou um aumento de 57,4% (R\$ 539 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 faturamento das bandeiras tarifárias a partir de 2015.

Os Diretores esclarecem que os comparativos referentes a (i) 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016; e (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015, não estão descritos neste item por suas comparações serem materialmente irrelevantes.

Ativo e Passivo Financeiro Setorial:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016; (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015; e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os Diretores esclarecem que o saldo do passivo financeiro setorial líquido (passivo menos ativo financeiros, circulante e não circulante) de R\$ 602 milhões em 2017 apresentou um aumento de 77,1% ou R\$ 262 milhões, em comparação ao passivo financeiro setorial líquido de R\$ 340 milhões em 2016, decorrente principalmente da CVA de: (i) energia elétrica comprada de Itaipu (R\$ 119 milhões); (ii) da conta de desenvolvimento energético CDE (R\$ 119 milhões); (iii) encargos de rede básica (R\$ 100 milhões); compensado por (iv) custos com energia elétrica (R\$ 143 milhões), vide nota 8 de nossas informações contábeis intermediárias do 2º trimestre de 2017.

Os Diretores esclarecem que o saldo do passivo financeiro setorial líquido (passivo menos ativo financeiros, circulante e não circulante) de R\$ 340 milhões em 2016 apresentou variação de R\$ 1.385 milhões, em comparação ao ativo financeiro setorial líquido de R\$ 1.045 milhões em 2015, decorrente principalmente da energia elétrica comprada de

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Itaipu (R\$ 714 milhões) e da conta de desenvolvimento energético CDE (R\$ 274 milhões), vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras.

Os Diretores esclarecem que o saldo do ativo financeiro setorial líquido de R\$ 1.045 milhões (ativo menos passivo financeiros, circulante e não circulante) em 2015 apresentou um aumento de R\$ 571 milhões, em comparação ao ativo financeiro setorial R\$ 474 milhões registrados em 2014, decorrentes principalmente dos custos com a energia elétrica comprada de Itaipu, no montante de R\$ 749 milhões, a serem repassados para os consumidores nos próximos reajustes tarifários (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras).

Outros Créditos:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 360 milhões em 2015, que corresponde a 3,2% do total do ativo apresentou redução de 26,1% (R\$ 127 milhões), comparado com 2014, principalmente por: (i) redução no saldo a receber da Eletrobrás, referentes a aportes e subsídios do CDE no montante de R\$ 145 milhões e (ii) aumento nos convênios para arrecadação no montante de R\$ 11 milhões.

Os Diretores esclarecem que os comparativos referentes a (i) 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016; e (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015, não estão descritos neste item por suas comparações serem materialmente irrelevantes.

Derivativos circulantes e não circulantes:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016; (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015; e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 402 milhões em 2017, que corresponde a 4,4% do total do ativo apresentou aumento de 11,0% (R\$ 40 milhões), comparado com 2016, principalmente pela variação positiva do dólar no período.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 362 milhões em 2016 que corresponde a 3,9% do total do ativo apresentou redução de 68,6% (R\$ 789 milhões), comparado com 2015, principalmente pela redução do endividamento em moeda estrangeira, redução do spread de risco no ano de 2016 e variação negativa do dólar no período.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.151 milhões em 2015 que corresponde a 10,3% do total do ativo apresentou aumento de 253,2% (R\$ 825 milhões), comparado com 2014, principalmente pelo aumento do endividamento em moeda estrangeira, bem como pela variação positiva do dólar no período.

Créditos fiscais diferidos:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015; e (ii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 310 milhões em 2016, que corresponde a 3,4% do total do ativo, apresentou aumento de 310,2% (R\$234 milhões), comparado com 2015, basicamente em função (i) do aumento dos créditos fiscais líquidos decorrentes de diferenças temporárias (R\$ 383 milhões), compensado pela redução do

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

benefício fiscal do ágio incorporado de imposto de renda e contribuição social (R\$ 17 milhões) associado a redução dos créditos de bases negativas e prejuízos fiscais (R\$ 131 milhões).

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 76 milhões em 2015, que corresponde a 0,7% do total do ativo, apresentou redução de 79,6% (R\$ 296 milhões), comparado com 2014, basicamente em função (i) da redução dos créditos fiscais líquidos decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis e benefício fiscal do ágio incorporado de imposto de renda e contribuição social de R\$ 478 milhões, sendo compensado com prejuízo fiscal e base negativa de R\$ 187 milhões.

Os Diretores esclarecem que o comparativo referente a 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016 não está descrito neste item por sua comparação ser materialmente irrelevante.

Depósitos judiciais:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016; (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015; e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 450 milhões em 2017, que representam 5,0% do total do ativo, apresentou aumento de 141,3% (R\$ 264 milhões), comparado com 2016, devido basicamente (i) de adições de processos (R\$ 259 milhões); (ii) da atualização monetária (R\$ 15 milhões) compensado parcialmente por (iii) pagamentos (R\$ 9 milhões).

Os Diretores esclarecem que os comparativos referentes aos exercícios findos em (i) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015; e (ii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014, não estão descritos neste item por suas comparações serem materialmente irrelevantes.

Ativo Financeiro da Concessão:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016; (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015; e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 2.339 milhões em 2017, que representam 25,8% do total do ativo, apresentou aumento de 10,0% (R\$ 212 milhões), comparado com 2016, devido basicamente aos investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição de energia elétrica (R\$ 181 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, bem como pelo ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 37 milhões).

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 2.127 milhões em 2016, que representam 23,0% do total do ativo, apresentou aumento de 27,0% (R\$453 milhões), comparado com 2015, devido basicamente aos investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição de energia elétrica (R\$ 351 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, bem como pelo ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 115 milhões).

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.674 milhões em 2015, que representam 15,0% do total do ativo, apresentou aumento de 20,4% (R\$ 284 milhões) devido basicamente aos investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição de energia elétrica (R\$ 145 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, bem como pelo ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 147 milhões).

Intangível:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016; (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015; e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 2.054 milhões em 30 de junho de 2017, que representa 22,7% do total do ativo, apresentou uma redução de (R\$ 0,7 milhões), comparado a 2016, decorrente principalmente: (i) pela transferência para o ativo financeiro da concessão de R\$ 181 milhões; (ii) pela amortização do período de R\$ 114 milhões; (iii) pelas baixas e transferências para outros ativos no montante de R\$ 8 milhões; compensado por (iv) investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 302 milhões.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 2.055 milhões em 2016, que representa 22,2% do total do ativo, apresentou uma redução de 0,5% (R\$ 11 milhões), comparado a 2015, decorrente principalmente: (i) pelos investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 572 milhões, compensado por: (ii) pela amortização do exercício de R\$ 215 milhões e (iii) pela transferência para o ativo financeiro da concessão e baixas no montante de R\$ 368 milhões.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 2.066 milhões em 2015, que representa 18,5% do total do ativo, apresentou um aumento de 1,0% (R\$ 21 milhões), comparado a 2014, decorrente principalmente: (i) pelos investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico no montante de R\$ 390 milhões, compensado por: (ii) pela amortização do exercício de R\$ 215 milhões e (iii) pela transferência para o ativo financeiro da concessão e baixas no montante de R\$ 154 milhões.

Comentários sobre as variações mais relevantes do Passivo:

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	30/06/2017	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2016	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2015	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2014	AV%
Circulante														
Fornecedores	1.119	-7,7%	(93)	12,4%	1.212	-27,2%	(453)	13,1%	1.665	27,6%	360	14,9%	1.305	16,0%
Encargos de dívidas	49	13,6%	6	0,5%	43	117,0%	23	0,5%	20	-46,5%	(17)	0,2%	37	0,5%
Encargos de debêntures	35	-53,7%	(41)	0,4%	76	-1,1%	(1)	0,8%	77	22,0%	14	0,7%	63	0,8%
Empréstimos e financiamentos	1.543	277,5%	1.134	17,0%	409	-4,7%	(20)	4,4%	429	51,9%	147	3,8%	282	3,5%
Debêntures	126	-36,3%	(72)	1,4%	198	100,0%	198	2,1%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Entidade de previdência privada	45	72,8%	19	0,5%	26	3925,7%	25	0,3%	1	-99,0%	(66)	0,0%	67	0,8%
Taxas regulamentares	198	17,1%	29	2,2%	169	-59,8%	(250)	1,8%	419	2961,2%	405	3,8%	14	0,2%
Impostos, taxas e contribuições	246	-17,1%	(51)	2,7%	297	-4,3%	(13)	3,2%	310	50,7%	104	2,8%	206	2,5%
Dividendo e juros sobre capital próprio	-	0,0%	-	0,0%	-	-100,0%	(665)	0,0%	665	-13,2%	(101)	6,0%	766	9,4%
Obrigações estimadas com pessoal	51	28,9%	11	0,6%	40	20,2%	7	0,4%	33	12,7%	4	0,3%	29	0,4%
Passivo financeiro setorial	538	201,0%	359	5,9%	179	100,0%	179	1,9%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Outras contas a pagar	250	0,0%	-	2,8%	250	-31,4%	(114)	2,7%	364	5,5%	19	3,3%	345	4,2%
Total do circulante	4.200	44,9%	1.302	46,4%	2.898	-27,2%	(1.085)	31,4%	3.983	27,9%	868	35,7%	3.115	38,2%
Não circulante														
Encargos de dívidas	115	17,3%	17	1,3%	98	19,9%	16	1,1%	82	98,7%	41	0,7%	41	0,5%
Empréstimos e financiamentos	1.816	-38,9%	(1.156)	20,1%	2.972	-23,0%	(887)	32,2%	3.859	57,2%	1.404	34,6%	2.455	30,1%
Debêntures	642	-33,6%	(324)	7,1%	966	-17,0%	(197)	10,5%	1.163	0,0%	1	10,4%	1.162	14,3%
Entidade de previdência privada	790	0,3%	3	8,7%	787	73,7%	334	8,5%	453	-0,1%	-	4,1%	453	5,6%
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	224	5,9%	13	2,5%	211	-4,8%	(11)	2,3%	222	34,7%	57	2,0%	165	2,0%
Derivativos	15	-49,6%	(15)	0,2%	30	119,8%	16	0,3%	14	111,3%	8	0,1%	6	0,1%
Passivo financeiro setorial	64	-60,3%	(97)	0,7%	161	100,0%	161	1,7%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	-100,0%	(12)	0,0%	12	0,2%
Outras contas a pagar	52	-0,2%	-	0,6%	52	41,6%	15	0,6%	37	174,6%	24	0,3%	13	0,2%
Total do não circulante	3.716	-29,6%	(1.560)	41,0%	5.276	-9,5%	(552)	57,1%	5.828	35,3%	1.520	52,2%	4.308	52,9%
Patrimônio líquido														
Capital social	923	1,9%	17	10,2%	906	2,9%	25	9,8%	881	265,0%	640	7,9%	241	3,0%
Reservas de capital	179	-8,9%	(18)	2,0%	197	-11,4%	(25)	2,1%	222	-10,8%	(27)	2,0%	249	3,1%
Reserva legal	35	0,0%	-	0,4%	35	57,6%	13	0,4%	22	205,2%	15	0,2%	7	0,1%
Reserva de retenção de lucros para investimento	110	0,0%	-	1,2%	110	0,0%	-	1,2%	110	0,0%	-	1,0%	110	1,3%
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	346	7,3%	23	3,8%	323	31,4%	77	3,5%	246	59,9%	92	2,2%	154	1,9%
Dividendo	-	-100,0%	(2)	0,0%	2	-98,2%	(118)	0,0%	120	-53,1%	(137)	1,1%	257	3,1%
Resultado abrangente acumulado	(509)	0,0%	-	-5,6%	(509)	105,0%	(261)	-5,5%	(248)	-14,1%	41	-2,2%	(289)	-3,5%
Lucros acumulados	52	100,0%	52	0,6%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Total patrimônio líquido	1.137	6,9%	74	12,6%	1.063	-21,4%	(289)	11,5%	1.352	85,7%	624	12,1%	728	8,9%
Total do passivo e patrimônio líquido	9.053	-2,0%	(185)	100,0%	9.238	-17,3%	(1.925)	100,0%	11.163	36,9%	3.012	100,0%	8.151	100,0%

Fornecedores:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016; (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015; e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.119 milhões em 2017, que representa 12,4% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 7,7% (R\$ 93 milhões) comparado a 2016, decorrente basicamente da redução: (i) no fornecimento de materiais e serviços de R\$ 50 milhões; (ii) no suprimento de energia elétrica de R\$ 38 milhões; e (iii) nos encargos de serviço do sistema (R\$ 11 milhões).

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.212 milhões em 2016, que representa 13,1% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 27,2% (R\$ 453 milhões) comparado a 2015, decorrente basicamente da (i) redução no suprimento de energia elétrica de R\$ 418 milhões; (ii) redução de encargos do serviço do sistema de R\$ 86 milhões, parcialmente compensado pelo (iii) aumento com fornecedores de materiais e serviços no montante de R\$ 48 milhões.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.665 milhões em 2015, que representa 14,9% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 27,6% (R\$ 360 milhões) comparado a 2014, decorrente basicamente do (i) aumento no suprimento de energia elétrica de R\$ 170 milhões; (ii) aumento de encargos do serviço do sistema de R\$ 107 milhões e (iii) aumento com fornecedores de materiais e serviços no montante de R\$ 83 milhões, parcialmente compensados.

Empréstimos, financiamentos e debêntures:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016; (ii) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015; e (iii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 4.325 milhões em 2017, da dívida total, incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 47,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 9,1% (R\$ 436 milhões) comparado a 2016, decorrente basicamente: (i) da amortização do principal no montante de R\$ 486 milhões; (ii) do pagamento dos encargos de R\$ 142 milhões, compensado parcialmente pela (iii) provisão de encargos incorridos no período de R\$ 124 milhões e (iv) atualização monetária e cambial positiva de R\$ 68 milhões impactada principalmente pela variação positiva do dólar no período.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 4.761 milhões em 2016, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 51,5% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 15,4% (R\$ 868 milhões) comparado a 2015, decorrente basicamente das amortizações de principal de R\$ 769 milhões, provisão de encargos líquido dos pagamentos e atualizações monetárias incorridos de R\$ 358 milhões, compensados parcialmente pela captação de novos recursos no montante de R\$ 259 milhões, em função do plano estratégico de expansão dos negócios de distribuição de energia elétrica e cobertura de capital de giro.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 5.629 milhões em 2015, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 50,4% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 39,3% (R\$ 1.588 milhões) comparado a 2014, decorrente basicamente da captação de novos recursos no montante de R\$ 1.452 milhões, em função do plano estratégico de expansão dos negócios de distribuição de energia elétrica; provisão de encargos líquido dos pagamentos e atualizações monetárias incorridos de R\$ 959 milhões; compensados parcialmente pelas amortizações de R\$ 823 milhões.

Os Diretores esclarecem que as principais captações de 2016, 2015 e 2014 estão divulgadas nas Demonstrações Financeiras e na alínea (F) desta seção 10.1. No 1º semestre de 2017 não houve captações.

Dividendos e juros sobre o capital próprio:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em: (i) 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015; e (ii) 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os Diretores esclarecem que em 2016 a companhia efetuou o pagamento de R\$ 948 milhões, sendo R\$ 665 milhões do saldo existente em 2015; R\$ 120 milhões do dividendo proposto de 2015 e aprovado na AGO de abril de 2016, e R\$ 163 milhões de dividendo intermediário com base no balanço intermediário levantado em junho de 2016.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 665 milhões em 2015, que representa 6% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou redução 13,2% (R\$ 101 milhões) comparado a 2014, decorrente basicamente dos registros de dividendos e JCP do exercício de 2014 (R\$ 256 milhões) e dividendo mínimo obrigatório e JCP intermediário de 2015 (R\$ 68 milhões) no montante total de R\$ 324 milhões, compensados pelos pagamentos ocorridos no montante de R\$ 425 milhões.

Os Diretores esclarecem que o comparativo referente ao exercício findo em 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016 não está descrito neste item por sua comparação ser materialmente irrelevante.

Reserva de Retenção de Lucros para Investimento:

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 110 milhões em 30 de junho de 2017, que representa 1,2% do total do passivo e patrimônio líquido na mesma data, foi constituído em 2014 e não foi alterado desde então.

Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração de Resultado:

Reclassificação de informações de 2015 e do 1º semestre de 2016.

Os Diretores esclarecem que informações de 2015 e dos períodos de 6 (seis) meses encerrados em 30 de junho de 2016, foram reclassificadas 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. Esta reclassificação não foi efetuada para o não de 2014. Para mais informações sobre esta reclassificação, veja nota explicativa 2.6 de nossas demonstrações financeiras anuais auditadas.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	Demonstração do Resultado (em milhões de reais)					
	1º Semestre de 2017			1º Semestre de 2016		
		AH%	AH-R\$	AV%	(*)	AV%
Receita operacional	6.630	-0,7%	(47)	166,9%	6.677	180,6%
Fornecimento de energia elétrica	3.261	-12,9%	(484)	82,1%	3.745	101,3%
Suprimento de energia elétrica	319	547,2%	270	8,0%	49	1,3%
Receita de construção de infraestrutura da concessão	328	32,3%	80	8,3%	248	6,7%
Outras receitas operacionais	2.721	3,2%	86	68,5%	2.635	71,3%
Deduções da receita operacional	(2.656)	-10,8%	324	-66,9%	(2.980)	-80,6%
Receita operacional líquida	3.973	7,5%	276	100,0%	3.697	100,0%
Custo com energia elétrica	(2.668)	10,0%	(244)	-67,1%	(2.424)	-65,6%
Energia comprada para revenda	(2.536)	22,1%	(459)	-63,8%	(2.077)	-56,2%
Encargo de uso do sist transm distrib	(132)	-62,0%	215	-3,3%	(347)	-9,4%
Despesa operacional	(1.033)	17,3%	(152)	-26,0%	(881)	-23,8%
Pessoal	(199)	7,7%	(14)	-5,0%	(185)	-5,0%
Entidade de previdência privada	(42)	61,7%	(16)	-1,1%	(26)	-0,7%
Material	(35)	12,3%	(4)	-0,9%	(31)	-0,8%
Serviço de terceiros	(181)	16,3%	(26)	-4,5%	(155)	-4,2%
Amortização	(114)	7,7%	(8)	-2,9%	(106)	-2,9%
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(328)	32,3%	(80)	-8,3%	(248)	-6,7%
Outros	(134)	3,7%	(5)	-3,4%	(129)	-3,5%
Resultado do serviço	273	-30,6%	(120)	6,9%	393	10,6%
Resultado financeiro	(139)	179,6%	(89)	-3,5%	(50)	-1,3%
Receitas financeiras	167	-34,7%	(90)	4,2%	257	6,9%
Despesas financeiras	(306)	-0,6%	2	-7,7%	(308)	-8,3%
Resultado antes dos tributos	134	-60,8%	(208)	3,4%	342	9,3%
Contribuição social	(16)	-54,8%	18	-0,4%	(34)	-0,9%
Imposto de renda	(43)	-52,4%	47	-1,1%	(90)	-2,4%
Lucro Líquido	76	-65,3%	(142)	1,9%	218	5,9%

(*) Reapresentação decorrente da reclassificação da atualização do ativo financeiro da concessão, da receita e despesa financeira para outras receitas operacionais

	Demonstração do Resultado (em milhões de reais)							
	2016		2015				2014	
		AH%	AV%	(Reapresentado*)	AH%	AV%		AV%
Receita operacional	13.183	-17,0%	174,5%	15.879	58,7%	181,4%	10.003	138,0%
Fornecimento de energia elétrica	7.160	-8,8%	94,8%	7.851	50,4%	89,7%	5.220	72,0%
Suprimento de energia elétrica	213	-47,5%	2,8%	407	2638,9%	4,6%	15	0,2%
Receita de construção de infraestrutura da concessão	622	31,0%	8,2%	475	27,0%	5,4%	374	5,2%
Outras receitas operacionais	5.187	-27,4%	68,7%	7.146	62,6%	81,6%	4.394	60,6%
Deduções da receita operacional	(5.628)	21,0%	-74,5%	(7.125)	-158,9%	-81,4%	(2.752)	-38,0%
Receita operacional líquida	7.555	-13,7%	100,0%	8.754	20,7%	100,0%	7.251	100,0%
Custo com energia elétrica	(4.992)	20,7%	-66,1%	(6.294)	-28,6%	-71,9%	(4.894)	-67,5%
Energia comprada para revenda	(4.365)	21,8%	-57,8%	(5.584)	-18,9%	-63,8%	(4.695)	-64,8%
Encargo de uso do sist transm distrib	(627)	11,6%	-8,3%	(710)	-257,9%	-8,1%	(198)	-2,7%
Despesa operacional	(1.904)	-10,2%	-25,2%	(1.728)	-18,4%	-19,7%	(1.459)	-20,1%
Pessoal	(376)	-5,2%	-5,0%	(358)	-8,7%	-4,1%	(329)	-4,5%
Entidade de previdência privada	(65)	-26,2%	-0,9%	(51)	-26,6%	-0,6%	(40)	-0,6%
Material	(65)	-28,8%	-0,9%	(50)	-15,8%	-0,6%	(43)	-0,6%
Serviço de terceiros	(329)	-22,3%	-4,4%	(269)	-13,5%	-3,1%	(237)	-3,3%
Amortização	(214)	0,2%	-2,8%	(215)	-1,7%	-2,5%	(211)	-2,9%
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(622)	-31,0%	-8,2%	(475)	-27,0%	-5,4%	(374)	-5,2%
Outros	(233)	24,9%	-3,1%	(310)	-38,6%	-3,5%	(224)	-3,1%
Resultado do serviço	659	-10,0%	8,7%	732	-18,5%	8,4%	898	12,4%
Resultado financeiro	(245)	1,2%	-3,2%	(248)	-80,9%	-2,8%	(137)	-1,9%
Receitas financeiras	453	5,6%	6,0%	428	40,8%	4,9%	304	4,2%
Despesas financeiras	(697)	-3,1%	-9,2%	(676)	-53,2%	-7,7%	(441)	-6,1%
Lucro antes dos tributos	414	-14,5%	5,5%	484	-36,4%	5,5%	761	10,5%
Contribuição social	(44)	9,5%	-0,6%	(48)	32,3%	-0,6%	(72)	-1,0%
Imposto de renda	(115)	16,5%	-1,5%	(138)	26,5%	-1,6%	(187)	-2,6%
Lucro Líquido do exercício	255	-14,4%	3,4%	298	-40,7%	3,4%	503	6,9%

(*) Reapresentação decorrente da reclassificação da atualização do ativo financeiro da concessão, da receita e despesa financeira para outras receitas operacionais

Receita operacional líquida:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Diretores esclarecem que 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, bem como nos períodos de 6 (seis) meses encerrados em 30 de junho de 2017 e 30 de junho de 2016.

	1° Semestre 2017			1° Semestre 2016 (Reapresentado)	
	R\$	GWH	AH %	R\$	GWH
Receita de operações com energia elétrica					
Classe de consumidores					
Residencial	2.646	4.604	-3,0%	2.726	4.581
Industrial	772	1.383	-22,3%	993	1.742
Comercial	1.251	2.221	-13,4%	1.445	2.547
Rural	167	516	3,1%	162	489
Poderes públicos	194	370	1,0%	192	358
Iluminação pública	154	488	1,1%	153	480
Serviço público	274	591	-3,2%	283	585
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(26)		-8,6%	(28)	
Fornecimento faturado	5.432	10.172	-8,3%	5.926	10.783
Fornecimento não faturado (líquido)	(123)		-318,1%	56	
Fornecimento de energia elétrica	5.309	10.172	-11,2%	5.982	10.783
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas	6	30	35,5%	4	28
Energia elétrica de curto prazo	316	1.723	599,3%	45	574
Suprimento de energia elétrica	322	1.753	552,4%	49	602
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	560		4,0%	538	
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(9)		32,6%	(7)	
Receita de construção da infraestrutura de concessão	328		32,3%	248	
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 8)	(240)		-51,3%	(494)	
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 10)	36		-52,9%	76	
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares	258		21,9%	212	
Outras receitas e rendas	67		-8,1%	73	
Outras receitas operacionais	999		54,7%	646	
Receita operacional bruta	6.630		-0,7%	6.677	
ICMS	(1.115)		-8,1%	(1.213)	
PIS	(104)		-1,4%	(105)	
COFINS	(478)		-1,4%	(485)	
ISS	(0)		-22,3%	(0)	
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(751)		-17,0%	(905)	
Programa de P & D e eficiência energética	(36)		7,0%	(34)	
PROINFA	(36)		28,1%	(28)	
Bandeiras tarifárias e outros	(133)		-35,4%	(206)	
Outros	(4)		3,1%	(4)	
Receita operacional líquida	3.973		7,5%	3.697	

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	Receita Operacional Líquida (em milhões de reais)							
	31/12/2016			31/12/2015 (Reapresentado)			31/12/2014	
	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh
Receita Operacional Líquida								
Residencial	5.289	8.938	-0,5%	5.317	9.027	46,8%	3.622	9.192
Industrial	1.888	3.318	-12,3%	2.152	3.834	42,7%	1.508	4.142
Comercial	2.744	4.799	-5,0%	2.890	5.187	48,0%	1.953	5.323
Rural	369	1.143	2,7%	359	1.086	45,4%	247	1.212
Poderes Públicos	386	717	-2,5%	396	752	48,9%	266	763
Iluminação Pública	306	970	0,1%	306	931	66,0%	184	914
Serviço Público	570	1.184	0,4%	567	1.172	50,4%	377	1.224
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(55)		3,4%	(53)		9,7%	(48)	
Fornecimento Faturado	11.498	21.068	-3,7%	11.934	21.989	47,2%	8.109	22.770
Consumo Próprio	-	20	0,0%	-	20	0,0%	-	21
Fornecimento Não Faturado (Líquido)	25		-79,2%	119		285,0%	31	
Fornecimento de Energia Elétrica	11.523	21.088	-4,4%	12.054	22.010	48,1%	8.140	22.791
Outras Concessionárias e Permissionárias	8	54	15,9%	6	59	54,4%	4	62
Energia Elétrica de Curto Prazo	209	1.933	-48,2%	404	1.228	3696,7%	11	14
Suprimento de Energia Elétrica	217	1.987	-47,2%	411	1.287	2665,9%	15	76
Receita de construção da infraestrutura de concessão	622		31,0%	475		27,0%	374	
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	1.145		13,4%	1.010		83,0%	552	
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(15)		17,2%	(13)		20,1%	(10)	
Ativo e passivo financeiro setorial	(1.052)		-179,4%	1.324		179,3%	474	
Atualização do ativo financeiro da concessão	108		-22,9%	140		100,0%	-	
Aporte CDE	492		36,0%	362		4,5%	346	
Outras receitas e rendas	143		22,2%	117		3,5%	113	
Outras Receitas Operacionais	1.444		-57,7%	3.415		131,6%	1.475	
Receita Operacional Bruta	13.183		-17,0%	15.879		58,8%	10.003	
ICMS	(2.341)		-2,4%	(2.397)		46,6%	(1.635)	
PIS	(206)		-18,1%	(252)		64,3%	(153)	
COFINS	(950)		-18,1%	(1.160)		64,3%	(706)	
Conta Desenv Energético - CDE	(1.758)		-20,1%	(2.200)		1413,8%	(145)	
Programa de P & D e Eficiência Energética	(68)		-16,2%	(81)		33,9%	(61)	
PROINFA	(65)		46,1%	(45)		-14,0%	(52)	
Bandeiras tarifárias e outros	(231)		-76,5%	(982)		100,0%	-	
Taxa de fiscalização	(8)		0,0%	(8)		100,0%	-	
Deduções das Receitas	(5.628)		-21,0%	(7.125)		158,9%	(2.752)	
Receita Operacional Líquida	7.555		-13,7%	8.754		20,7%	7.251	

Principais variações da Receita Operacional Líquida no período de 6 (seis) meses encerrado em 30 de junho de 2017, comparado ao período de 6 (seis) meses encerrado em 30 de junho de 2016:**Receita Operacional Bruta:**

Os Diretores esclarecem que a Receita Operacional Bruta no período de 6 (seis) meses encerrado em 30 de junho de 2017, foi de R\$ 6.630 milhões, representando uma redução de 0,7% (R\$ 47 milhões) quando comparado ao período de 6 (seis) meses encerrado em 30 de junho de 2016.

Os Diretores esclarecem que os principais fatores desta variação foram:

- Redução de 11,2% (R\$ 673 milhões) no fornecimento de energia elétrica, justificado basicamente pela: (i) redução de 8,0% na quantidade de energia vendida (considerando a quantidade de energia da receita não faturada) e (ii) redução de 3,5% na tarifa média principalmente pelo reajuste tarifário de abril de 2017 de -10,50% (percepção do consumidor) associado ao ajuste para reversão do Encargo de Energia de Reserva ("EER") de Angra III ocorrido em abril de 2017.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Aumento de 552,4% (R\$ 273 milhões) na receita de suprimento de energia elétrica, principalmente pelo volume de energia elétrica comercializada no curto prazo, associado ao aumento no PLD em 2017, compensado parcialmente pelas recontabilizações de operações realizadas na CCEE de períodos anteriores.
- Aumento de 54,6% (R\$ 353 milhões) em outras receitas operacionais basicamente em função do: (i) ativo e passivo financeiro setorial de 51,3% (R\$ 254 milhões) impactado principalmente pela amortização dos ativos e passivos homologados associados pelas constituições: do custo de energia de Itaipu e sobrecontratação compensado pelo custo de energia e Encargo de Serviço do Sistema; (ii) aumento de 32,3% (R\$ 80 milhões) na receita de construção da infraestrutura da concessão; (iii) aumento de 21,9% (R\$ 46 milhões) em aporte CDE (subvenções baixa renda, demais subsídios tarifários, descontos tarifários, liminares), (iv) aumento de 4,0% (R\$ 22 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD principalmente pelo aumento de 4,3% no volume vendido em função da migração de clientes livres para o ambiente de contratação livre, compensado parcialmente pela (v) redução de 52,9% (R\$ 40 milhões) na atualização do ativo financeiro da concessão.

Deduções da Receita Operacional:

Os Diretores esclarecem que as Deduções da Receita Operacional no período de 6 (seis) meses encerrado em 30 de junho de 2017 foram de R\$ 2.656 milhões, apresentando redução de 10,8% (R\$ 324 milhões) comparado ao período de 6 (seis) meses encerrado em 30 de junho de 2016, principalmente pelas reduções: (i) CDE (R\$ 154 milhões), (ii) ICMS (R\$ 98 milhões) e (iii) bandeiras tarifárias (R\$ 73 milhões).

Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2016, comparado com 2015:

Receita Operacional Bruta:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015.

Os Diretores esclarecem que a Receita Operacional Bruta em 2016 foi de R\$ 13.183 milhões, representando uma redução de 17,0% (R\$ 2.696 milhões) quando comparado com 2015.

Os Diretores esclarecem que os principais fatores desta variação foram:

- Redução de 4,4% (R\$ 531 milhões) no fornecimento de energia elétrica, justificado basicamente pela: (i) redução de 4,4% (R\$ 532 milhões) na quantidade de energia vendida, associado a redução nas bandeiras tarifárias (R\$ 751 milhões) compensado pelos efeitos do reajuste tarifário de 7,55% percepção do consumidor;
- Redução de 47,2% (R\$ 194 milhões) no suprimento de energia, em função principalmente pela redução no PLD e as recontabilizações na CCEE;
- Redução de 179,4% (R\$ 2.376 milhões), referente ao reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais (vide nota 3.12 e 8 de nossas demonstrações financeiras);
- Redução de 22,9% (R\$ 32 milhões) na atualização do ativo financeiro da concessão decorrente principalmente da redução da variação do IPCA;
- Aumento de 13,4% (R\$ 135 milhões), na receita pela disponibilidade da rede elétrica (TUSD) em virtude, principalmente, do reajuste tarifário associado a migração dos clientes livres;
- Aumento de 31,0% (R\$ 147 milhões) de receita da construção da infraestrutura de concessão;
- Aumento de 36,0% (R\$ 130 milhões) em subvenção baixa renda e descontos tarifários a receber do CDE (aporte CDE); e

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Aumento de 22,2% (R\$ 26 milhões) em outras receitas operacionais devido principalmente: (i) do aumento de 12,8% (R\$ 12 milhões) de arrendamentos e alugueres e (ii) do aumento de 192% (R\$ 12 milhões) em outras receitas e rendas.

Deduções da Receita Operacional:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015.

Os Diretores esclarecem que as Deduções da Receita Operacional em 2016 foram de R\$ 5.628 milhões, apresentando uma redução de 21,0% (R\$ 1.497 milhões) comparado com 2015. Os principais fatores desta variação foram:

- Redução de 18,1% (R\$ 256 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente a redução do fornecimento e suprimento de energia elétrica e nos ativos e passivos financeiros setoriais;
- Redução de 20,1% (R\$ 441 milhões) da Conta de Desenvolvimento Energético, devido ao novo valor da cota, estabelecido pela Aneel; e
- Redução de 76,4% (R\$ 751 milhões) nos encargos do consumidor, decorrente basicamente das Bandeiras Tarifárias (Para o período de janeiro de 2015 a fevereiro de 2016 foi acionada bandeira vermelha. Para os meses de março e novembro de 2016, foi acionada bandeira amarela. Para os demais meses de 2016, foi acionada bandeira verde).

Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2015, comparado com 2014:

Receita Operacional Bruta:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os Diretores esclarecem que a Receita Operacional Bruta em 2015 foi de R\$ 15.879 milhões, representando um aumento de 58,7% (R\$ 5.876 milhões) quando comparado com 2014.

Os Diretores esclarecem que os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 48,1% (R\$ 3.914 milhões) no fornecimento de energia elétrica, justificado pelo: (i) aumento de 52,7% (R\$ 4.292 milhões) nas tarifas médias praticadas, resultado do reajuste tarifário anual (RTA), bandeiras tarifárias e os efeitos da revisão tarifária extraordinárias (RTE), e (ii) compensada parcialmente pela redução de 3,0% (R\$ 378 milhões) na quantidade de energia vendida.
- Aumento de 2.640% (R\$ 396 milhões) no suprimento de energia, em função principalmente do maior volume de energia vendida na CCEE.
- Aumento de 83,0% (R\$ 458 milhões), na receita pela disponibilidade da rede elétrica (TUSD) em virtude, principalmente, dos reajustes tarifários.
- Aumento de 179,3% (R\$ 850 milhões), referente ao reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais (vide nota 3.12 e 8 de nossas demonstrações financeiras).
- Aumento de 31,3% (R\$ 261 milhões) em outras receitas operacionais devido principalmente: (i) ao aumento de 27,0% (R\$ 101 milhões) de receita com relação à construção de infraestrutura de concessão; (ii) aumento de 4,5% (R\$ 15 milhões) em subvenção baixa renda e descontos tarifários com recursos do CDE; e (iii) aumento de 100% na atualização do ativo financeiro da concessão (R\$ 140 milhões) (em função da reclassificação em 2015 da receita financeira relacionado ao ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão para receita operacional, referente a mudança de política contábil pela Companhia, que não foi retroagida a 2014).

Deduções da Receita Operacional:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os Diretores esclarecem que as Deduções da Receita Operacional em 2015 foram de R\$ 7.125 milhões, apresentando um aumento de 158,9% (R\$ 4.373 milhões) comparado com 2014.

Os Diretores esclarecem que os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 46,6% (R\$ 762 milhões) do ICMS, principalmente em decorrência do aumento do fornecimento faturado;
- Aumento de 64,3% (R\$ 553 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente ao aumento do fornecimento e suprimento de energia elétrica e outras receitas;
- Aumento de 1.417,2% (R\$ 2.055 milhões) da Conta de Desenvolvimento Energético, devido ao novo valor da cota, estabelecido pela Aneel. Está incluída na quota anual de 2015 (i) quota anual da conta CDE-Uso; (ii) quota CDE-Energia referente a parte dos aportes CDE recebidos pela Companhia 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 (iii) a cota destinada à amortização da Conta ACR, com recolhimento e repasse à Conta CDE a partir do processo tarifário ordinário (RTA) de 2015 (vide nota 23.5 e 24 de nossas demonstrações contábeis); e
- Aumento de R\$ 982 milhões referente a outros encargos do consumidor, decorrente basicamente das Bandeiras Tarifárias que a Companhia faturou de seus consumidores a partir de janeiro de 2015 (vide nota 23.4 de nossas demonstrações contábeis).

Principais variações do Custo com Energia Elétrica no período de 6 (seis) meses encerrado em 30 de junho de 2017, comparado ao período de 6 (seis) meses encerrado em 30 de junho de 2016:

Os Diretores esclarecem que o Custo com Energia Elétrica no período de 6 (seis) meses encerrado em 30 de junho de 2017, totalizou R\$ 2.668 milhões, representando aumento de 10,1% (R\$ 244 milhões) comparado ao período de 6 (seis) meses encerrado em 30 de junho de 2016, apresentando as seguintes variações:

- Energia Elétrica Comprada para Revenda:

Aumento de 22,1% (R\$ 459 milhões), devido principalmente (i) ao aumento de 18,9% no preço médio de compra de energia, justificado principalmente pelo preço de liquidação de diferenças ("PLD") e energia adquirida através leilão no ambiente regulado, (ii) ao aumento de 4,0% no volume de energia comprada, compensado parcialmente pelo (iii) crédito de PIS e COFINS (R\$ 47 milhões) e (iv) pelo ressarcimento de geradoras (R\$ 30 milhões).

- Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:

Redução de 62,0% (R\$ 215 milhões) devido principalmente: (i) ao Encargo de Serviço do Sistema (R\$ 183 milhões); (ii) ao Encargo de Energia de Reserva (EER) (R\$ 54 milhões), e (iii) ao encargo de rede básica (R\$ 2 milhões), compensados parcialmente pelo (iv) crédito de PIS e COFINS (R\$ 22 milhões).

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

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015.

Os Diretores esclarecem que o Custo com Energia Elétrica em 2016 totalizou R\$ 4.992 milhões, representando uma redução de 20,7% (R\$ 1.302 milhões) comparado com 2015, apresentando as seguintes variações:

- Energia Elétrica Comprada para Revenda:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Redução de 21,8% (R\$ 1.219 milhões), devido principalmente a: (i) redução de 22,6% (R\$ 1.396 milhões) no preço médio da energia comprada, principalmente pela redução no preço e efeito do dólar sobre a energia comprada de Itaipu e (ii) redução no preço de liquidação de diferenças ("PLD") que impactam nas compras de energia na CCEE, compensado por: (iii) aumento de 21,8% (R\$ 124 milhões) dos créditos de PIS e COFINS e (iv) redução no ressarcimento de geradoras (R\$ 52 milhões).

- Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:

Redução de 11,7% (R\$ 83 milhões) devido principalmente a redução dos: (i) Encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 106 milhões); (ii) Encargos de Rede Básica (R\$ 18 milhões), compensados pelos aumentos em: (iii) Encargos de Energia de Reserva (R\$ 28 milhões); (v) Encargos de conexão (R\$ 5 milhões) e (iv) redução do crédito de PIS e COFINS (R\$ 8 milhões).

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

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os Diretores esclarecem que o Custo com Energia Elétrica em 2015 totalizou R\$ 6.294 milhões, representando um aumento de 28,6% (R\$ 1.400 milhões) comparado com 2014, apresentando as seguintes variações:

- Energia Elétrica Comprada para Revenda:

Aumento de 18,9% (R\$ 889 milhões), devido principalmente a (i) reduções (que representam aumento no custo com energia elétrica) de R\$ 1.073 milhões em aporte para reembolso de despesas por conta da CDE e R\$ 84 milhões nos ressarcimentos das geradoras; (ii) aumento de 0,9% (R\$ 55 milhões) na quantidade de energia elétrica comprada, compensado parcialmente (iii) redução de 5,3% (R\$ 233 milhões) no preço médio da energia comprada em função da redução no preço de liquidação de diferenças ("PLD") e (iv) pelo aumento de 18,9% (R\$ 91 milhões) dos créditos de PIS e COFINS.

- Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:

Aumento de 258,6% (R\$ 512 milhões) devido principalmente ao aumento dos: (i) Encargos de serviço de sistema – ESS de R\$ 469 milhões; (ii) Encargos de Rede Básica de R\$ 59 milhões; (iii) Encargos de Energia de Reserva de R\$ 23 milhões, e (iii) compensado parcialmente pelo aumento do crédito de PIS e Cofins no montante de R\$ 52 milhões.

Custos e Despesas Operacionais:

Principais variações do Custo e Despesas Operacionais no período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2017, comparado ao período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2016:

Os Diretores esclarecem que os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 1.033 milhões, no período de 6 (seis) meses encerrado em 30 de junho de 2017, um aumento de 17,3% (R\$ 152 milhões) quando comparado ao período de 6 (seis) meses encerrado em 30 de junho de 2016. Esta variação deve-se principalmente ao:

- aumento de 7,6% (R\$ 14 milhões) em despesa com pessoal, principalmente pelos efeitos do acordo coletivo de trabalho;

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- aumento de 61,5% (R\$ 16 milhões) em entidade de previdência privada, pelos registros dos impactos do laudo atuarial do período de 2017;
- aumento de 16,8% (R\$ 26 milhões) em serviços de terceiros, principalmente em: (i) serviços terceirizados (R\$ 7 milhões), (ii) poda de árvores (R\$ 5 milhões), (iii) manutenção de linhas e redes (R\$ 3 milhões); (iv) serviços de leitura e entrega de contas de energia (R\$ 4 milhões); (v) call center (R\$ 2 milhões); (vi) manutenção de Hardware e Software (R\$ 2 milhões), e recuperação de inadimplência e cobrança (R\$ 1 milhão);
- aumento de 7,5% (R\$ 8 milhões) em despesa de amortização, basicamente em função do incremento de investimentos na base do ativo intangível;
- aumento de 32,3% (R\$ 80 milhões) em custo de construção de infraestrutura da concessão;
- aumento de 3,9% (R\$ 5 milhões) em outros custos e despesas operacionais, principalmente em: (i) perdas na alienação, desativação e outros de ativo não circulante (R\$ 9 milhões), (ii) despesas legais, judiciais e indenizações (R\$ 4 milhões), (iii) taxa de arrecadação (R\$ 0,8 milhões), compensado parcialmente por (iv) provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 10 milhões).

Principais variações dos Custos e Despesas Operacionais de 2016, comparado com 2015:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015.

Os Diretores esclarecem que os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 1.904 milhões, um aumento de 10,2% (R\$ 176 milhões) quando comparado com 2015. Esta variação deve-se a:

- Aumento de R\$ 18 milhões (5,0%) em despesas com pessoal, principalmente em função dos efeitos do acordo coletivo de trabalho, associado ao aumento no PLR;
- Aumento de R\$ 14 milhões (27,5%) com entidade de previdência privada, como consequência dos resultados dos cálculos atuariais para 2016 dos planos de pensão a empregados;
- Aumento de R\$ 15 milhões (30,0%) em materiais, principalmente pelos aumentos em: (i) reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 9 milhões); (ii) materiais para manutenção da frota (R\$ 4 milhões); (iii) materiais de telecomunicações (R\$ 4 milhões), compensados parcialmente pelas reduções em: (iv) materiais diversos (R\$ 2 milhões).
- Aumento de R\$ 60 milhões (22,3%), principalmente em função do aumento nas despesas de serviços relacionados a: (i) despesas inter-empresas (R\$ 15 milhões); (ii) leitura/entrega/corte/reaviso (R\$ 15 milhões), (iii) serviços de poda de árvores (R\$ 6 milhões); (iv) serviços terceirizados (R\$ 4 milhões); (v) manutenção do sistema elétrico (R\$ 16 milhões); (vi) recuperação de inadimplência (R\$ 2 milhões); (vii) despesas com transportes (R\$ 1 milhão) e (viii) manutenção de hardware/software (R\$ 1 milhão).
- Aumento de R\$ 147 milhões (30,9%) em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição; e
- Redução de R\$ 77 milhões (24,8%) em outras despesas operacionais, decorrente basicamente: (i) redução nas despesas legais e judiciais (R\$ 101 milhões), compensado parcialmente por: (ii) perda na alienação/desativação de ativos (R\$ 3 milhões); (iii) aumento nas despesas de provisão para devedores duvidosos (R\$ 11 milhões); (iv) aumento nas multas DIC/FIC (R\$ 4 milhões) e (v) redução na recuperação de despesas (R\$ 7 milhões).

Principais variações dos Custos e Despesas Operacionais de 2015, comparado com 2014:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os Diretores esclarecem que os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 1.728 milhões, um aumento de 18,9% (R\$ 269 milhões) quando comparado com 2014. Esta variação deve-se a:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Aumento de R\$ 29 milhões (8,8%) em despesas com pessoal, principalmente em função dos efeitos do acordo coletivo de trabalho;
- Aumento de R\$ 7 milhões (16,3%) em materiais, principalmente pelos aumentos em: (i) reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 2 milhões); (ii) materiais para manutenção da frota (R\$ 2 milhões) e (iii) aquisição de uniformes e equipamentos (R\$ 2 milhões).
- Aumento de R\$ 32 milhões (13,5%), principalmente em função do aumento nas despesas de serviços relacionados a: (i) manutenção do sistema elétrico (R\$ 13 milhões); (ii) leitura e entrega de contas (R\$ 10 milhões); (iii) prestação de serviços de inter company (R\$ 6 milhões); (iv) recuperação de inadimplência e combate a fraude (R\$ 4 milhões); (v) auditoria e consultoria (R\$ 2 milhões), compensados parcialmente pela redução nas despesas de: (v) corte e religa (R\$ 4 milhões).
- Aumento de R\$ 4 milhões (1,9%) em amortização basicamente como resultado de novos investimentos;
- Aumento de R\$ 101 milhões (27,0%) em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição;
- Aumento de R\$ 11 milhões (27,5%) em planos de pensão a empregados, como consequência dos resultados dos cálculos atuariais para 2015;
- Aumento de R\$ 86 milhões (38,4%) em outras despesas operacionais, decorrente basicamente: (i) do aumento de R\$ 27 milhões na provisão para créditos de liquidação duvidosa decorrente, basicamente, de contas a receber de consumidores; (ii) do aumento de R\$ 63 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações; (iii) 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 no período de 6 (seis) meses encerrado em 30 de junho de 2017, comparado ao período de 6 (seis) meses encerrado em 30 de junho de 2016:

Os Diretores esclarecem que o Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 139 milhões no período de 6 (seis) meses encerrado em 30 de junho de 2017, representando aumento de 178,0% (R\$ 89 milhões) em comparação ao período de 6 (seis) meses encerrado em 30 de junho de 2016. Esta variação decorre basicamente da:

- Redução nas receitas financeiras de 35,0% (R\$ 90 milhões), devido principalmente a: (i) atualização dos ativos financeiros setoriais (R\$ 44 milhões), (ii) rendimentos de aplicação financeira (R\$ 32 milhões), (iii) atualização de parcelamento de débitos (R\$ 9 milhões), (iv) atualização de créditos fiscais (R\$ 6 milhões), (v) deságio na aquisição de crédito de ICMS (R\$ 5 milhões), (vi) juros e multas das liquidações de operações realizadas na CCEE (R\$ 6 milhões) compensado parcialmente por (vi) atualização de depósitos judiciais (R\$ 9 milhões).
- Redução nas despesas financeiras de 0,6% (R\$ 2 milhões), principalmente pelas reduções: (i) encargos de empréstimos e debêntures (R\$ 43 milhões); compensado parcialmente por (ii) atualização dos passivos financeiros setoriais (R\$ 22 milhões) e (iii) variação cambial de Itaipu (R\$ 20 milhões).

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

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015.

Os Diretores esclarecem que o Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 245 milhões em 2016, representando uma redução de 1,2% (R\$ 3 milhões), comparado com 2015. Esta variação decorre basicamente:

- Aumento nas receitas financeiras de 5,8% (R\$ 25 milhões), decorrente principalmente: (i) rendimento sobre aplicação financeira (R\$ 117 milhões); (ii) acréscimos e multas moratórias (R\$ 11 milhões),

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

compensados pelas reduções em: (iii) atualização de créditos fiscais (R\$ 17 milhões); (iv) atualizações dos depósitos judiciais (R\$ 51 milhões) e (vii) atualização de ativo financeiro setorial (R\$ 35 milhões);

- Aumento nas despesas financeiras de 3,1% (R\$ 21 milhões), decorrente principalmente dos aumentos em: (i) encargos e variação monetária de dívidas (R\$ 125 milhões) e (ii) renegociação de parcelamento (R\$ 4 milhões), compensados pelas reduções em: (iii) variação cambial sobre as faturas/provisões de Itaipu (R\$ 93 milhões); (iv) atualização dos processos contingenciados (R\$ 4 milhões) e (v) IOF (R\$ 9 milhões).

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

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

Os Diretores esclarecem que o Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 248 milhões em 2015, representando um aumento de 81,0% (R\$ 111 milhões), comparado com 2014. Esta variação decorre basicamente:

- Aumento nas receitas financeiras de 40,8% (R\$ 124 milhões), decorrente principalmente (i) da contabilização da atualização de ativo financeiro setorial, a partir de janeiro de 2015, no montante de R\$ 71 milhões; (ii) do aumento em rendimentos de aplicação financeira (R\$ 43 milhões), (iii) do aumento de acréscimos e multas moratórias (R\$ 34 milhões), (iv) do aumento da atualização de créditos fiscais (R\$ 18 milhões); (v) do aumento de atualizações monetárias e cambiais (R\$ 23 milhões); (vi) atualizações dos depósitos judiciais (R\$ 8 milhões), compensados parcialmente pelo: (vii) aumento das deduções de PIS e Cofins sobre as receitas financeiras no montante de R\$ 21 milhões que é registrado como redução da receita financeira e (viii) ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão (R\$ 46 milhões), referente a mudança de política contábil pela Companhia, que não foi retroagida a 2014.
- Aumento nas despesas financeiras de 53,3% (R\$ 235 milhões), principalmente pelos aumentos: (i) encargos e variação monetária de dívidas (R\$ 173 milhões); (ii) variação cambial sobre as faturas/provisões de Itaipu (R\$ 53 milhões); (iii) atualização dos processos contingenciados (R\$ 9 milhões).

10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2. Comentários dos diretores sobre:

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

Os Diretores esclarecem que de acordo com a Diretoria, nosso segmento reflete primordialmente as vendas a consumidores cativos e cobrança pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cujos preços são estabelecidos pelo órgão regulador. A quantidade vendida varia de acordo com fatores externos como clima, nível de renda e crescimento econômico.

(i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

Nossa receita operacional é proveniente em grande parte, de fornecimento de energia elétrica para clientes cativos, bem como recebimento da tarifa referente o uso da rede de distribuição.

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Resultados das Operações — Período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2017 em comparação ao período de seis meses encerrado em 30 de junho de 2016

Receita Operacional Líquida

Os Diretores esclarecem que em comparação ao primeiro semestre de 2016, as receitas operacionais líquidas apresentaram aumento de 7,5% (R\$ 276 milhões) no primeiro semestre de 2017, totalizando R\$ 3.973 milhões. O aumento na receita operacional líquida refletiu principalmente a: (i) redução de 10,9% (R\$ 324 milhões) nas deduções à receita devido basicamente à quota CDE (R\$ 154 milhões), ICMS (R\$ 98 milhões) e bandeiras tarifárias (R\$ 73 milhões), (ii) aumento de 552,4% (R\$ 273 milhões) na receita de suprimento de energia elétrica principalmente pelo aumento no PLD, (iii) ativos e passivos financeiros setoriais (R\$ 254 milhões), (iv) aumento na receita com construção da infraestrutura da concessão (R\$ 80 milhões), compensada parcialmente pela (v) redução de 11,2% (R\$ 673 milhões) na receita de fornecimento de energia elétrica decorrente principalmente da redução de 8,0% (R\$ 464 milhões) na quantidade de energia vendida e redução de 3,5% (R\$ 211 milhões) na tarifa média praticada, principalmente pelo reajuste tarifário de abril de 2017 de -10,50% (percepção do consumidor) associado ao ajuste para reversão do Encargo de Energia de Reserva ("EER") de Angra III ocorrido em abril de 2017.

Vendas a Consumidores Finais

Os Diretores esclarecem que comparado ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2016, nossa receita operacional bruta de vendas a Consumidores Finais, considerando o fornecimento faturado e não faturado, reduziu 11,2% no primeiro semestre de 2017, para R\$ 5.315 milhões. Nossas receitas operacionais brutas refletem principalmente as vendas para consumidores cativos na área de concessão da Companhia, e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme mostrado abaixo:

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Os Diretores esclarecem que as tarifas aplicadas pela Companhia são reajustadas a cada ano, sendo os percentuais específicos para cada classe de consumo. Em 04 de abril de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.217, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 08 de abril de 2017, em -0,80%, sendo 2,13% referentes ao reajuste tarifário econômico e -2,93% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito total a ser percebido pelos consumidores é de -10,5% a partir de 04 de abril (vide nota explicativa 23.2 as nossas informações contábeis intermediárias).

Os Diretores esclarecem que a redução de 5,7% na quantidade total de energia elétrica faturada aos Consumidores Finais, de 10.172 GWh no 1º semestre de 2017, em comparação com 10.783 GWh no 1º semestre de 2016, estão explicadas a seguir:

- Consumidores industriais. No 1º semestre de 2017 quando comparado com o mesmo período de 2016, as quantidades vendidas a consumidores industriais cativos, reduziram 20,6% refletindo a migração de clientes para o mercado livre, bem como uma pequena redução (2,1%) nos preços médios praticados.
- Consumidores comerciais. Esta classe apresentou no 1º semestre de 2017 quando comparado com o mesmo período de 2016, redução na quantidade vendida de 12,8%, refletindo a migração de clientes para o mercado livre, bem como uma pequena redução nos preços médios (0,7%).

Suprimento de Energia Elétrica

Os Diretores esclarecem que no período de 6 (seis) meses encerrados em 30 de junho de 2017, comparado ao mesmo período de 2016, a Companhia registrou aumento de receita de suprimento de energia elétrica no montante de R\$ 270 milhões (551,0%), devido principalmente o volume de energia elétrica comercializada no curto prazo, associado ao aumento no PLD em 2017, compensado parcialmente pelas recontabilizações de operações realizadas na CCEE de períodos anteriores.

Outras Receitas Operacionais

Os Diretores esclarecem que comparado ao período de 6 (seis) meses encerrados em 30 de junho de 2016, nossas outras receitas operacionais (que excluem a receita de TUSD de consumidores cativos) apresentaram aumento de 54,6% (R\$ 353 milhões), devido principalmente a (i) redução na constituição e amortização de ativo e passivo financeiro setorial de 51,3% (R\$ 254 milhões); (ii) aumento de 32,3% (R\$ 80 milhões) na receita de construção da infraestrutura da concessão, (iii) aumento de 21,9% (R\$ 46 milhões) na receita de aporte CDE (subvenções baixa renda, demais subsídios tarifários, descontos tarifários, liminares), (iv) aumento de 4,0% (R\$ 22 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica – TUSD, compensado parcialmente pela (v) redução de 53,0% (R\$ 40 milhões) na atualização do ativo financeiro da concessão.

Deduções da receita operacional

Os Diretores esclarecem que deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS) é calculado com base na receita bruta de venda para consumidores finais (fornecimento faturado); o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta total, e os programas de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são

10.2 - Resultado operacional e financeiro

calculados com base na receita operacional líquida, enquanto outros encargos setoriais podem variar dependendo da tarifa ou da quota determinada pela ANEEL. Estas deduções representaram 40,1% de nossa receita operacional bruta no 1º semestre de 2017 e 44,6% no 1º semestre de 2016. Comparado com o período de seis meses findo em 30 de junho de 2016, essas deduções reduziram 10,9% (ou R\$ 324 milhões) atingindo R\$ 2.656 milhões no período de seis meses findo em 30 de junho de 2017, devido principalmente pelas reduções da: (i) CDE (R\$ 154 milhões), (ii) ICMS (R\$ 98 milhões) e (iii) bandeiras tarifárias (R\$ 73 milhões).

Custo de Energia Elétrica

Os Diretores esclarecem que a Energia comprada para revenda aumentou 22,1% (R\$ 459 milhões), devido principalmente ao (i) aumento de 18,9% no preço médio de compra de energia, justificado principalmente pelo preço de PLD e energia adquirida através leilão no ambiente regulado, (ii) aumento de 4,0% no volume de energia comprada, compensado parcialmente pelo (iii) crédito de PIS e COFINS (R\$ 47 milhões) e (iv) ressarcimento de geradoras (R\$ 30 milhões).

Os Diretores esclarecem que encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram redução de 62,0% (R\$ 215 milhões) devido principalmente ao: i) Encargo de Serviço do Sistema (R\$ 183 milhões); (ii) Encargo de Energia de Reserva (EER) (R\$ 54 milhões) e (iii) encargo de rede básica (R\$ 2 milhões), compensados parcialmente pelo (iv) crédito de PIS e COFINS (R\$ 22 milhões).

Outros Custos e Despesas Operacionais:

Os Diretores esclarecem que nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, serviços prestados para terceiros, custos relacionados à construção da infraestrutura da concessão, despesas de vendas, despesas gerais e administrativas e outras despesas operacionais.

Os Diretores esclarecem que nossos outros custos e despesas operacionais foram de R\$ 1.033 milhões, apresentando aumento de 17,3% (R\$ 152 milhões) quando comparado ao período de seis meses findos em 30 de junho de 2016, decorrente basicamente dos aumentos de: (i) R\$ 14 milhões com pessoal, principalmente pelos efeitos do acordo coletivo de trabalho; (ii) R\$ 16 milhões com entidade de previdência privada, pelos registros dos impactos do laudo atuarial do período 2017; (iii) R\$ 26 milhões com serviços de terceiros sendo: (a) R\$ 7 milhões serviços terceirizados, (b) R\$ 5 milhões poda de árvores, (c) R\$ 3 milhões manutenção de linhas e redes, (d) R\$ 4 milhões serviços de leitura e entrega de contas de energia, (e) R\$ 2 milhões call center, (f) R\$ 2 milhões manutenção de Hardware e Software e (g) R\$ 1 milhão recuperação de inadimplência e cobrança; (iv) R\$ 8 milhões com despesa de amortização, basicamente em função do incremento de investimentos na base do ativo intangível; (v) R\$ 80 milhões em custo de construção de infraestrutura da concessão e (vi) R\$ 5 milhões em outros custos e despesas operacionais, sendo: (a) R\$ 9 milhões perdas na alienação, desativação e outros de ativo não circulante, (b) R\$ 4 milhões despesas legais, judiciais e indenizações, (c) R\$ 0,8 milhões taxa de arrecadação, compensado parcialmente por (d) R\$ 10 milhões provisão para créditos de liquidação duvidosa.

Resultado do Serviço de energia elétrica:

Os Diretores esclarecem que o resultado do serviço no período de seis meses findo em 30 de junho de 2017 totalizou R\$ 273 milhões, apresentando redução de 30,5% (R\$ 120 milhões)

10.2 - Resultado operacional e financeiro

em relação ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2016, em função do aumento do custo de energia elétrica (R\$ 244 milhões) e das despesas operacionais (R\$ 152 milhões), compensado pelo aumento da receita operacional líquida (R\$ 276 milhões).

Resultado financeiro:

Os Diretores esclarecem que o Resultado Financeiro Líquido, no período de seis meses findo em 30 de junho de 2017, apresentou uma despesa de R\$ 139 milhões, representando um aumento de 178,0% (R\$ 89 milhões), comparado ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2016. Esta variação decorreu basicamente da (i) redução nas receitas financeiras de 35,0% (R\$ 90 milhões) principalmente pela atualização dos ativos financeiros setoriais (R\$ 44 milhões), rendimentos de aplicação financeira (R\$ 32 milhões), atualização de parcelamento de débitos (R\$ 9 milhões), atualização de créditos fiscais (R\$ 6 milhões), deságio na aquisição de crédito de ICMS (R\$ 5 milhões), juros e multas das liquidações de operações realizadas na CCEE (R\$ 6 milhões) compensado parcialmente por atualização de depósitos judiciais (R\$ 9 milhões) e (ii) redução nas despesas financeiras de 0,6% (R\$ 2,0 milhões) principalmente pelos encargos de empréstimos e debêntures (R\$ 43 milhões), compensado parcialmente por atualização dos passivos financeiros setoriais (R\$ 22 milhões) e variação cambial de Itaipu (R\$ 20 milhões).

Os Diretores esclarecem que em 30 de junho de 2017, nosso endividamento somou R\$ 4.325 milhões (frente a R\$ 4.761 milhões em 31 de dezembro de 2016), 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\$ 2.521 milhões (frente a R\$ 2.459 milhões em 31 de dezembro de 2016) de endividamento expressos em moeda estrangeira, sendo R\$ 2.445 milhões em dólares norte-americanos e R\$ 76 milhões em euros. A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento expressos em moeda estrangeira e variações nas taxas de juros, nós temos a política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros. A taxa acumulada do CDI no 1º semestre de 2017 é de 5,61%.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Os Diretores esclarecem que nosso encargo líquido do imposto de renda e contribuição social passou de R\$ 124 milhões no 1º semestre de 2016 para R\$ 59 milhões no 1º semestre de 2017. A alíquota efetiva sobre o lucro antes dos tributos no 1º semestre de 2017 foi de 43,6% e no mesmo período do ano anterior foi de 36,4%.

Lucro líquido

Comparado ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2016 e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido de (R\$ 76 milhões) apresentou redução de 65,1% (R\$ 142 milhões).

Resultados das Operações: comparação entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e em 31 de dezembro de 2015

Receita Operacional líquida

Os Diretores esclarecem que em comparação a 2015, as receitas operacionais líquidas apresentaram redução de 13,7% (ou R\$ 1.199 milhões) em 2016, totalizando R\$ 7.555

10.2 - Resultado operacional e financeiro

milhões. A redução na receita operacional refletiu principalmente a redução 4,4% no volume de energia vendida R\$ 532 milhões, a redução no suprimento de energia de R\$ 194 milhões devido principalmente pela queda no PLD, reflete também a redução de R\$ 2.376 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, 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). Este registro reconhece o futuro aumento (ou diminuição) nas tarifas em função de custos adicionais (ou inferiores) no ano em curso, reconhecido como um item positivo (ou negativo) da receita. A redução em 2016 foi principalmente em função da redução da conta de desenvolvimento energético – CDE e no preço médio de compra de energia, gerando futuros reajustes nas tarifas que levam em conta as despesas menores dos respectivos itens.

Os Diretores esclarecem que também estão incluídas na receita operacional líquida as receitas com construção de infraestrutura de concessão no valor de R\$ 622 milhões em 2016, que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente praticamente no mesmo montante.

Vendas a Consumidores Finais

Os Diretores esclarecem que o Fornecimento faturado a consumidores finais atingiu R\$ 11.498 milhões em 2016, apresentando redução de 3,7% em comparação com 2015, que reflete principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão da Companhia, e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme mostrado abaixo:

Os Diretores esclarecem que as tarifas aplicadas pela Companhia são reajustadas a cada ano, sendo os percentuais específicos para cada classe de consumo. Em 2016 ocorreu o reajuste tarifário anual de 7,55% a partir de 08 de abril (vide nota explicativa 23.2 as nossas demonstrações financeiras)

Os Diretores esclarecem que a redução de 4,2% na quantidade total de energia elétrica faturada aos Consumidores Finais, que era de 21.068 GWh em 2016, em comparação com 21.989 GWh em 2015, estão explicadas a seguir:

- Consumidores industriais. As quantidades vendidas a consumidores industriais cativos reduziram 13,5% quando comparadas com 2015, refletindo o fraco resultado da atividade industrial do país.
- Consumidores residenciais e comerciais. Estas classes apresentaram reduções na quantidade vendida no ano de 2016, 1,0% e 7,5% respectivamente, esse desempenho reflete a piora no mercado de trabalho, com o aumento do desemprego e a diminuição da massa de renda real, e o menor volume de vendas do comércio varejista.

Suprimento de Energia Elétrica

Os Diretores esclarecem que em 2016, a Companhia, face às operações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, registrou redução de receita de suprimento de energia elétrica no montante de R\$ 195 milhões (47,2%) totalizando R\$ 217

10.2 - Resultado operacional e financeiro

milhões, principalmente pela redução no PLD, associado aos processos de liquidação contábil daquela Câmara.

Outras Receitas Operacionais

Os Diretores esclarecem que comparado a 2015, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de TUSD de consumidores cativos e a receita de construção da infraestrutura da concessão) apresentaram redução de 71,9% (R\$ 2.118 milhões), principalmente devido a (i) redução 179,4% (R\$ 2.375 milhões) na receita de ativos e passivos financeiros setorial (ver nota 8 as nossas demonstrações financeiras), compensado pelo aumento na (ii) receita de TUSD pela disponibilização da rede elétrica a consumidores livres (R\$ 135 milhões) e (iii) aumento de 36,0% (R\$ 130 milhões) na receita decorrente do registro da subvenção da baixa renda e descontos em tarifas (ver nota 23 de nossas demonstrações financeiras auditadas).

Deduções da receita operacional

Os Diretores esclarecem que deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS) é calculado com base na receita bruta de venda para consumidores finais (fornecimento faturado); o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta total, e os programas de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida, enquanto outros encargos setoriais podem variar dependendo da tarifa ou da quota determinada pela ANEEL. Estas deduções representaram 42,7% de nossa receita operacional bruta em 2016 e 44,9% em 2015. Comparado a 2015, essas deduções reduziram 21,0% (ou R\$ 1.497 milhões) atingindo R\$ 5.628 milhões em 2016, principalmente devido: (i) a uma redução de R\$ 442 milhões das contribuições para a Conta CDE, como resultado das novas quotas definidas pela ANEEL em 2016 (ver nota 23.5 de nossas demonstrações financeiras anuais); (ii) uma redução de R\$ 751 milhões em receitas de bandeira tarifária reconhecidas em 2016; (iii) redução de 2,4% (ou R\$ 56 milhões) em ICMS, refletindo nosso fornecimento faturado, e (iv) uma redução de 18,1% (ou R\$ 256 milhões) do PIS e COFINS, basicamente devido à redução em nossa receita operacional bruta (base de cálculo desses impostos).

Custo de Energia Elétrica

Os Diretores esclarecem que energia comprada para revenda. Comparado a 2015, nossos custos de compra de energia comprada para revenda reduziram 21,8% (ou R\$ 1.219 milhões) em 2016 para R\$ 4.365 milhões (63,2% de nossos custos e despesas operacionais totais), devido principalmente a (i) redução de 22,6% (R\$ 1.396 milhões) no preço médio da energia comprada sendo da energia adquirida de Itaipu decorrente do efeito da redução do dólar, associado a redução no preço de liquidação de diferenças "PLD", compensado (ii) pelo aumento de 21,8% (R\$ 124 milhões) dos créditos de PIS e COFINS e (iii) redução no ressarcimento de geradoras (R\$ 52 milhões).

Os Diretores esclarecem que encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição. Comparado a 2015, nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram uma redução 11,7% (ou R\$ 83 milhões) para R\$ 627 milhões em 2016, devido principalmente a redução dos: (i) Encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 106 milhões);

10.2 - Resultado operacional e financeiro

(ii) Encargos de Rede Básica (R\$ 18 milhões), compensado pelo aumento (iii) Encargos de Energia de Reserva (R\$ 28 milhões) e pela redução do crédito de PIS e Cofins (R\$ 8 milhões).

Outros Custos e Despesas Operacionais:

Os Diretores esclarecem que nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, serviços prestados para terceiros, custos relacionados à construção da infraestrutura da concessão, despesas de vendas, despesas gerais e administrativas e outras despesas operacionais. Comparando a 2015, nosso outros custos e despesas operacionais foram de R\$ 1.904 milhões, apresentando aumento de 10,2% (R\$ 176 milhões) quando comparado com 2015. Esta variação deve-se principalmente os aumentos: (i) R\$ 18 milhões em despesas com pessoal, principalmente em função dos efeitos do acordo coletivo de trabalho, associado ao aumento no PLR; (ii) R\$ 15 milhões em despesas com material, sendo: R\$ 9 milhões na reposição de materiais para manutenção de linhas e redes; R\$ 4 milhões materiais para manutenção da frota; R\$ 4 milhões materiais de telecomunicações, compensados parcialmente pela redução de: R\$ 2 milhões materiais diversos; (iii) R\$ 60 milhões em serviços de terceiros, sendo: R\$ 15 milhões despesas inter-empresas; R\$ 15 milhões leitura/entrega/corte/reaviso, R\$ 6 milhões serviços de poda de árvores; R\$ 4 milhões serviços terceirizados; R\$ 16 milhões manutenção do sistema elétrico; R\$ 2 milhões recuperação de inadimplência; R\$ 1 milhão despesas com transportes e R\$ 1 milhão manutenção de hardware/software; (iv) R\$ 147 milhões em custos de construção de infraestrutura da concessão; (v) R\$ 14 milhões em entidade de previdência privada, como consequência dos resultados dos cálculos atuariais dos planos de pensão a empregados para 2016; compensado pela redução de (vi) R\$ 77 milhões em outras despesas operacionais, sendo: R\$ 101 milhões redução nas despesas legais e judiciais, compensado parcialmente por: R\$ 3 milhões perda na alienação/desativação de ativos; R\$ 11 milhões aumento nas despesas de provisão para devedores duvidosos; R\$ 4 milhões aumento nas multas DIC/FIC e R\$ 7 milhões redução na recuperação de despesas.

Resultado do Serviço de energia elétrica:

Os Diretores esclarecem que o resultado do serviço em 2016 totalizou R\$ 659 milhões, apresentando redução de 10,0% (R\$ 73 milhões) em relação a 2015, em função basicamente da redução na receita operacional líquida (R\$ 1.199 milhões) associado pelo aumento nos outros custos e despesas operacionais (R\$ 176 milhões) compensado pela redução nos custos com energia elétrica (R\$ 1.302 milhões).

Resultado financeiro:

Os Diretores esclarecem que o Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 245 milhões em 2016, representando uma redução de 1,2% (R\$ 3 milhões), comparado com 2015. Esta variação decorre basicamente:

- Aumento nas receitas financeiras de 5,6% (R\$ 25 milhões), decorrente principalmente: (i) rendimento sobre aplicação financeira (R\$ 117 milhões); (ii) acréscimos e multas moratórias (R\$ 11 milhões), compensado pela redução (iii) atualização de créditos fiscais (R\$ 17 milhões); (iv) atualizações dos depósitos judiciais (R\$ 51 milhões) e (vii) atualização de ativo financeiro setorial (R\$ 35 milhões);

10.2 - Resultado operacional e financeiro

- Aumento nas despesas financeiras de 3,1% (R\$ 21 milhões), decorrente principalmente dos aumentos em: (i) encargos e variação monetária de dívidas (R\$ 125 milhões) e (ii) renegociação de parcelamento (R\$ 4 milhões), compensados pelas reduções em: (iii) variação cambial sobre as faturas/provisões de Itaipu (R\$ 93 milhões); (iv) atualização dos processos contingenciados (R\$ 4 milhões) e (v) IOF (R\$ 9 milhões).

Os Diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2016, nosso endividamento em reais somou R\$ 4.761 milhões (R\$ 5.629 milhões em 2015), 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\$ 2.459 milhões (R\$ 3.252 milhões em 2015) de endividamento expressos em moeda estrangeira, sendo R\$ 2.390 milhões em dólares norte-americanos e R\$ 69 milhões em euros. A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento expressos em moeda estrangeira e variações nas taxas de juros, nós temos a política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 13,63% em 2016, comparado a 13,2% em 2015, e a TJLP foi fixada em 7,50% em dezembro de 2016 e 7,0% no mesmo período de 2015.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Os Diretores esclarecem que nosso encargo líquido do imposto de renda e contribuição social passou de R\$ 186 milhões em 2015 para R\$ 159 milhões em 2016. A alíquota efetiva de 34,0% sobre o lucro antes dos tributos foi mantida, em 2016, no mesmo patamar de 2015.

Lucro líquido

Os Diretores esclarecem que comparado a 2015 e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou redução de 14,4% (ou R\$ 43 milhões), totalizando R\$ 255 milhões em 2016.

Resultados das Operações: comparação entre os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e em 31 de dezembro de 2014

Os Diretores esclarecem que em comparação a 2014, as receitas operacionais líquidas apresentaram aumento de 20,7% (ou R\$ 1.503 milhões) em 2015, totalizando R\$ 8.754 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), impactando as vendas de energia elétrica para consumidores cativos e receita de TUSD de consumidores livres em nossa área de concessão. Reflete, também, o aumento de R\$ 850 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, totalizando R\$ 1.324 milhões em 2015 comparado com R\$ 474 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). Este registro reconhece o futuro aumento (ou diminuição) nas tarifas em função de custos adicionais (ou inferiores) 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,

10.2 - Resultado operacional e financeiro

gerando futuros reajustes nas tarifas que levam em conta as despesas maiores na compra de energia da usina de Itaipu em dólares norte-americanos.

Também estão incluídas na receita operacional líquida as receitas com construção de infraestrutura de concessão no valor de R\$ 475 milhões em 2015, que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente praticamente no mesmo montante.

Vendas a Consumidores Finais

Os Diretores esclarecem que o Fornecimento faturado a Consumidores Finais atingiu R\$ 11.934 milhões em 2015, apresentando aumento de 47,2% em comparação com 2014, que reflete principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão da Companhia, e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme mostrado abaixo:

Os Diretores esclarecem que as tarifas aplicadas pela Companhia são reajustadas a cada ano, sendo os percentuais específicos para cada classe de consumo. Em 2015 ocorreram os ajustes da RTE de 32,28% a partir de 02 de março e o reajuste tarifário anual de 4,67% a partir de 08 de abril (vide nota explicativa 23.2 as nossas demonstrações financeiras)

Os Diretores esclarecem que a redução de 3,4% na quantidade total de energia elétrica vendida aos Consumidores Finais, que foi de 21.989 GWh em 2015, em comparação com 22.770 GWh em 2014, estão explicadas a seguir:

- Consumidores industriais. As quantidades vendidas a consumidores industriais cativos reduziram 7,4% quando comparadas com 2014. Esta redução foi influenciada pela desaceleração da atividade econômica, a queda do nível de confiança dos empresários na indústria, menor volume de exportações e os estoques excessivos observados na indústria nos últimos meses.
- Consumidores residenciais e comerciais. Estas classes apresentaram reduções na quantidade vendida no ano de 2015, 1,8% e 2,6% respectivamente. Esse desempenho reflete a piora no mercado de trabalho, com o aumento do desemprego e a diminuição da massa de renda real, além do aumento das tarifas de energia elétrica. Temperatura mais baixa e menos dias de faturamento também contribuíram negativamente para o desempenho dessas classes.

Suprimento de Energia Elétrica

Os Diretores esclarecem que em 2015, a Companhia, face às operações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, registrou aumento de receita de suprimento de energia elétrica no montante de R\$ 396 milhões totalizando R\$ 411 milhões, em função dos processos de liquidação contábil daquela Câmara.

Outras Receitas Operacionais

Os Diretores esclarecem que comparado a 2014, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de TUSD de consumidores cativos e a receita de construção da infraestrutura da concessão) apresentaram aumento de 99,4% (R\$ 1.465 milhões), para R\$ 2.940 milhões (18,5% da nossa receita operacional bruta), principalmente devido ao (i) aumento de 83,0% (R\$ 458 milhões) na receita de TUSD pela disponibilização da rede elétrica a consumidores livres, decorrentes de reajustes, (ii) aumento de 179,3% (R\$ 850 milhões) na receita de ativos e passivos financeiros setorial, descrito acima (ver nota 8 as nossas

10.2 - Resultado operacional e financeiro

demonstrações financeiras), (iii) aumento de 100% (R\$ 140 milhões) na receita de relacionado ao ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão, referente a mudança de política contábil pela Companhia, que não foi retroagida a 2014; e (iv) aumento de 4,5% (R\$ 15 milhões) na receita decorrente do registro da subvenção da baixa renda e descontos em tarifas reembolsados pelos fundos da Conta CDE (ver nota 23 de nossas demonstrações financeiras auditadas).

Deduções da receita operacional

Os Diretores esclarecem que deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS) é calculado com base na receita bruta de venda para consumidores finais (fornecimento faturado); o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta total, e os programas de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida, enquanto outros encargos setoriais podem variar dependendo da tarifa ou da quota determinada pela ANEEL. Estas deduções representaram 44,9% de nossa receita operacional bruta em 2015 e 27,51% em 2014. Comparado a 2014, essas deduções aumentaram 158,9% (ou R\$ 4.373 milhões) atingindo R\$ 7.125 milhões em 2015, principalmente devido: (i) a um aumento de R\$ 2.054 milhões das contribuições para a Conta CDE, como resultado das novas quotas definidas pela ANEEL em 2015 (ver nota 23.5 de nossas demonstrações financeiras anuais); (ii) um aumento de R\$982 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 46,6% (ou R\$ 762 milhões) em ICMS, como resultado do aumento em nosso fornecimento faturado, e (iv) a um aumento de 64,3% (ou R\$ 553 milhões) do PIS e COFINS, basicamente devido ao aumento em nossa receita operacional bruta (base de cálculo desses impostos).

Custo de Energia Elétrica

Os Diretores esclarecem que energia comprada para revenda. Comparado a 2014, nossos custos de compra de energia comprada para revenda aumentaram 18,9% (ou R\$ 889 milhões) em 2015 para R\$ 5.584 milhões (69,6% de nossos custos e despesas operacionais totais), devido principalmente a (i) reduções (que representam aumento no custo com energia elétrica) de R\$ 1.073 milhões em reembolso de despesas por conta da CDE e R\$ 84 milhões nos ressarcimentos das geradoras; (ii) aumento de 0,9% (R\$ 55 milhões) na quantidade de energia elétrica comprada, compensado parcialmente (iii) redução de 5,3% (R\$ 233 milhões) no preço médio da energia comprada em função da redução no preço de liquidação de diferenças ("PLD") e (iv) pelo aumento de 18,9% (R\$ 91 milhões) dos créditos de PIS e COFINS.

Os Diretores esclarecem que 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 258,6% (ou R\$ 512 milhões) para R\$ 710 milhões em 2015, principalmente devido principalmente ao aumento dos: (i) Encargos de serviço de sistema – ESS de R\$ 469 milhões; (ii) Encargos de Rede Básica de R\$ 59 milhões; (iii) Encargos de Energia de Reserva de R\$ 23 milhões, e (iv) compensado parcialmente pelo aumento do crédito de PIS e Cofins no montante de R\$ 52 milhões.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Outros Custos e Despesas Operacionais:

Os Diretores esclarecem que nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, serviços prestados para terceiros, custos relacionados à construção da infraestrutura da concessão, despesas de vendas, despesas gerais e administrativas e outras despesas operacionais. Comparando a 2014, nosso outros custos e despesas operacionais foram de R\$ 1.728 milhões, apresentando aumento de 18,4% (R\$ 269 milhões) quando comparado com 2014. Esta variação deve-se principalmente os aumentos: (i) R\$ 29 milhões em despesas com pessoal, principalmente em função dos efeitos do acordo coletivo de trabalho;(ii) R\$ 32 milhões em serviços de terceiros, sendo: R\$ 13 milhões de manutenção do sistema elétrico; R\$ 10 milhões de serviços de leitura e entrega de contas; R\$ 6 milhões de serviços intercompany; (ii) R\$ 4 milhões em amortização; (iii) R\$ 101 milhões em custos de construção de infraestrutura da concessão; (iv) R\$ 11 milhões em planos de pensão a empregados, como consequência dos resultados dos cálculos atuariais para 2015; (v) R\$ 86 milhões em outras despesas operacionais, sendo: R\$ 27 milhões na provisão para créditos de liquidação duvidosa; R\$ 63 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações.

Resultado do Serviço de energia elétrica:

Os Diretores esclarecem que o resultado do serviço em 2015 totalizou R\$ 732 milhões, apresentando redução de 18,5% (R\$ 166 milhões) em relação a 2014, em função, basicamente do aumento nos custos com energia (R\$ 1.400 milhões) e aumento nos outros custos e despesas operacionais (R\$ 269 milhões), compensado pelo aumento na receita operacional líquida (R\$ 1.503 milhões).

Resultado financeiro:

Os Diretores esclarecem que o Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 248 milhões em 2015, representando um aumento de R\$ 111 milhões, comparado com 2014. Esta variação decorre basicamente:

- Aumento nas receitas financeiras de 40,8% (R\$ 124 milhões), decorrente principalmente (i) da contabilização da atualização de ativo financeiro setorial, a partir de janeiro de 2015, no montante de R\$ 71 milhões; (ii) do aumento em rendimentos de aplicação financeira (R\$ 43 milhões), (iii) do aumento de acréscimos e multas moratórias (R\$ 34 milhões), (iv) do aumento da atualização de créditos fiscais (R\$ 18 milhões); (v) do aumento de atualizações monetárias e cambiais (R\$ 23 milhões); (vi) atualizações dos depósitos judiciais (R\$ 8 milhões), compensados parcialmente pelo: (vii) aumento das deduções de PIS e Cofins sobre as receitas financeiras no montante de R\$ 21 milhões; (viii) deságio na aquisição de crédito de ICMS (R\$ 4 milhões) e (ix) atualização do ativo financeiro da concessão (R\$ 46 milhões) (em função da reclassificação em 2015 para o grupo receita operacional).
- Aumento nas despesas financeiras de 53,3% (R\$ 235 milhões), principalmente pelos aumentos: (i) encargos e variação monetária de dívidas (R\$ 173 milhões); (ii) juros sobre postergação de faturas a pagar para partes relacionadas (R\$ 7 milhões); (iii) variação cambial sobre as faturas/provisões de Itaipu (R\$ 53 milhões); (iv) atualização dos processos contingenciados (R\$ 9 milhões); (v) multas sobre tributos (R\$ 3 milhões); (vi) despesas com IOF (R\$ 2 milhões), compensados parcialmente por: (vii)

10.2 - Resultado operacional e financeiro

multas por indicadores que eram classificados no resultado financeiro em 2014 (R\$ 7 milhões).

Os Diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2015, nosso endividamento em reais somou R\$ 5.629 milhões (R\$ 4.041 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\$ 3.252 milhões (R\$ 1.671 milhões em 2014) de endividamento expressos em moeda estrangeira, sendo R\$ 3.170 milhões em dólares norte-americanos e R\$ 82 milhões em euros. A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento expressos em moeda estrangeira e variações nas taxas de juros, nós temos a política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros. A variação da taxa média de CDI 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

Os Diretores esclarecem que nosso encargo líquido do imposto de renda e contribuição social passou de R\$ 259 milhões em 2014 para R\$ 186 milhões em 2015. A alíquota efetiva de 34,0% sobre o lucro antes dos tributos foi mantida, em 2015, no mesmo patamar de 2014.

Lucro líquido

Os Diretores esclarecem que comparado a 2014 e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou redução de 40,8% (R\$ 205 milhões), para R\$ 298 milhões em 2015.

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

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

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

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

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

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

(a) introdução ou alienação de segmento operacional

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

(b) constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Não aplicável em razão de não ter havido constituição, aquisição ou alienação de participação societária no período.

(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

- **informações trimestrais referente ao período findo em 30 de junho de 2017**

Os Diretores esclarecem que as informações contábeis intermediárias foram elaboradas, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) – Demonstração intermediária, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais – ITR.

Não houve mudanças significativas nas práticas contábeis entre 30/06/2017 e 31.12.2016.

- **demonstrações financeiras do período findo em 31 de dezembro de 2016**

Os Diretores esclarecem que as demonstrações financeiras foram preparadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas emitidos pelo CPC e aprovados pela CVM.

Os Diretores esclarecem que a Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Adicionalmente, os Diretores esclarecem que a Companhia, objetivando a melhor apresentação de seu desempenho operacional e financeiro concluiu que o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão, 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, 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

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

da concessão, contribuíram para aumentar a relevância dessa receita no resultado do exercício.

Os Diretores esclarecem que conforme as orientações do CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a Companhia alterou sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o desempenho dos negócios da Companhia (pelos argumentos acima mencionados) e, portanto, procedeu as reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações do resultado e do valor adicionado de 31 de dezembro de 2015, originalmente emitidas em 07 de março de 2016.

- **demonstrações financeiras do período findo em 31 de dezembro de 2015**

Os Diretores esclarecem que as demonstrações financeiras foram preparadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas emitidos pelo CPC e aprovados pela CVM. A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Os Diretores esclarecem que conforme as orientações do CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a Companhia alterou sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o desempenho dos negócios da Companhia (pelos argumentos acima mencionados) e, portanto, procedeu as reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações do resultado e do valor adicionado de 31 de dezembro de 2015, originalmente emitidas em 07 de março de 2016.

- **demonstrações financeiras do período findo em 31 de dezembro de 2014**

Os Diretores esclarecem que as demonstrações financeiras foram preparadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas emitidos pelo CPC e aprovados pela CVM.

Os Diretores esclarecem que a Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

- (b) efeitos significativos das alterações em práticas contábeis**

Os Diretores esclarecem que conforme as orientações do CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a Companhia alterou sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o desempenho de seus negócios (conforme descrito no item "a" acima) e, portanto, procedeu às reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações do resultado e do

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

valor adicionado, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, originalmente emitidas em 07 de março de 2016.

Os Diretores esclarecem que 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 Resultado e na Demonstração do Valor Adicionado estão apresentados na nota explicativa 2.6 às nossas demonstrações financeiras.

Os Diretores esclarecem que esta mudança de política contábil adotada pela Companhia não foi aplicada para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

(c) **ressalvas e ênfases presentes no relatório do auditor**

Os Diretores esclarecem que no relatório sobre a revisão de informações trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 30 de junho de 2017, datado de 31 de julho de 2017, emitido pela KPMG Auditores Independentes, não contem parágrafos de ênfases ou ressalvas.

Os Diretores esclarecem que no relatório sobre a revisão das demonstrações financeiras – DFPs referente ao exercício social findos em 31 de dezembro de 2016, datado de 13 de março de 2017, emitido pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, contem parágrafo de ênfase, conforme segue:

Reapresentação dos valores correspondentes

Os Diretores esclarecem que conforme mencionado na nota explicativa nº 2.6, 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, 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 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

Os Diretores esclarecem que nos relatórios sobre a revisão das demonstrações financeiras – DFPs referentes aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014, datados de 07 de março de 2016 e 16 de março de 2015, respectivamente, emitidos pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, não contem parágrafos de ênfases ou ressalvas.

10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5. Indicações e comentários dos diretores sobre políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não-circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros.

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

10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

10.6. Descrição dos diretores sobre itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor

(a) os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items):

- (i) arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos;
- (ii) carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades;
- (iii) contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços;
- (iv) contratos de construção não terminada;
- (v) contratos de recebimentos futuros de financiamento;

Os Diretores esclarecem que em 30 de junho de 2017 e em 31 de dezembro de 2016 não haviam itens que não apareciam em nosso balanço patrimonial que tivessem, ou pudessem vir a ter um efeito relevante em nossa condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital.

Os Diretores esclarecem que a Companhia possui obrigações contratuais e compromissos, tais como os compromissos relacionados a contratos de longo prazo para compra e venda de energia, que estão apresentados em forma de tabela no item 10.1.c deste Formulário de Referência.

(b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

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 Diretores esclarecem que os principais investimentos nos últimos anos têm sido destinados à manutenção e ao aprimoramento da rede de distribuição. Os investimentos da Companhia no 1º semestre de 2017 e nos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014, foram R\$ 299 milhões, R\$ 566 milhões, 386 milhões e 268 milhões, respectivamente.

Os Diretores esclarecem que no 1º semestre de 2017, o montante de R\$ 299 milhões foi aplicado na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atendimento ao crescimento de mercado e melhoria de eficiência e qualidade, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros.

Os valores dos investimentos previstos da Companhia estão demonstrados a seguir:

Capex divulgado em maio de 2017	2017e	2018e	2019e	2020e	2021e
Ativos elétricos da Distribuição	664	657	636	593	489
Ativos não elétricos	107	122	125	106	107
Total	771	780	761	699	596

(ii). fontes de financiamento dos investimentos; Vide item 10.1.d supracitado.

(iii). desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos;

Não aplicável em razão de não estar, em andamento, desinvestimento relevante, bem como não haver previsão de desinvestimentos futuros.

b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor;

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não adquiriu plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos capazes de influenciar materialmente a sua capacidade produtiva.

c) novos produtos e serviços:

(i). descrição das pesquisas em andamento já divulgadas;

Não há novos produtos ou serviços em desenvolvimento.

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

Não há novos produtos ou serviços em desenvolvimento.

10.8 - Plano de Negócios

(iii). projetos em desenvolvimento já divulgados;

Não há novos produtos ou serviços em desenvolvimento.

(iv). montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços.

Não há novos produtos ou serviços em desenvolvimento.

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

11.1 As projeções devem identificar:

a) objeto da projeção;

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

b) período projetado e o prazo de validade da projeção;

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

c) premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle.

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

d) Valores dos indicadores que são objeto de previsão (em milhões de reais)

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

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

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

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

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

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

- c) quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas.**

Não aplicável, nos termos do item "a" acima.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

12.1 Descrever a estrutura administrativa do emissor, conforme estabelecido no seu estatuto social e regimento interno, identificando:

a) atribuições de cada órgão e comitê, identificando se possuem regimento interno próprio

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

A Companhia esclarece que o Conselho de Administração possui regimento interno instituído, conforme descrito no item (a.1) abaixo, ao passo que a Diretoria Executiva não o possui.

(a.1) Conselho de Administração

O Conselho de Administração da Companhia é um órgão colegiado, eleito pela Assembleia Geral, que será composto de no mínimo três membros e no máximo sete membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de um ano, sendo permitida a reeleição. Atualmente, o Conselho de Administração da Companhia é composto por três membros.

Nos termos do Art. 14, § 1º do Estatuto Social da Companhia, os empregados da Companhia têm o direito de indicar um membro do Conselho de Administração da Companhia, ainda que as ações que conjuntamente detenham não sejam suficientes para assegurar a eleição. Caso os empregados da Companhia detenham conjuntamente ações em número suficiente para indicar mais de um membro do Conselho de Administração, aludida indicação se fará de acordo com as regras aplicáveis a todos os demais acionistas da Companhia. Para efeitos do descrito acima, a participação conjunta dos empregados será assim considerada inclusive por intermédio de clubes de empregados, interpretados como cada sociedade de participação, condomínio ou clube de investimento, que tenha como objetivo a participação no capital social da Companhia e que represente os empregados da Companhia.

O Conselho de Administração possui um Presidente e um Vice Presidente, eleitos por seus membros na primeira reunião que ocorrer após a eleição dos conselheiros.

O Conselho de Administração é o fórum central de decisões da Companhia e é responsável por determinar as diretrizes estratégicas globais. Suas competências e atribuições estão dispostas tanto na Lei nº 6.404/1976, como no Art. 18 e respectivas alíneas do Estatuto Social da Companhia, destacando-se, dentre elas, o estabelecimento das políticas gerais de negócios, a eleição da Diretoria e supervisão do exercício de suas funções, a manifestação sobre o Relatório da Administração e as contas da Diretoria, a aprovação da contratação de instituição depositária para prestação de serviços de ações escriturais, a deliberação sobre aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, a autorização para celebração de contratos de qualquer natureza, contratos com acionistas e com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, a seleção e/ou destituição dos auditores externos da Companhia, a constituição de garantias em negócios relacionados aos interesses da Companhia, a deliberação sobre a criação de Comitês de assessoramento, a aprovação de alteração em contratos de concessão firmados pela Companhia.

O Estatuto Social da Companhia, bem como o Regimento Interno do Conselho de Administração, estão disponíveis na sede da Companhia, em seu website (<http://www.cpfl.com.br/institucional/governanca-corporativa>) e, ainda, no website de Relações com Investidores (www.cpfl.com.br/ri).

(a.2) Diretoria Executiva

A Diretoria Executiva da Companhia é responsável pela administração cotidiana de suas operações. Nos termos do Estatuto Social, é composta por até seis membros, sendo um Diretor Presidente, um Diretor de Assuntos Regulatórios, um Diretor Financeiro, que acumulará as funções de Diretor de Relações com Investidores, um Diretor

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

de Gestão de Energia, um Diretor de Distribuição e um Diretor Administrativo, eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição.

As atribuições da Diretoria Executiva estão previstas nos Arts. 19, 23 e 26 do Estatuto Social da Companhia, sendo sua responsabilidade, dentre outras atribuições, submeter à aprovação do Conselho (i) as políticas e estratégias da Companhia, (ii) a proposta de aumento de capital e reforma do Estatuto Social, (iii) o plano quinquenal, bem como suas revisões anuais e o orçamento anual, e (iv) determinadas operações referentes à aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, (v) constituição de garantias aos negócios de interesse da Companhia e, ainda, (vi) celebração de contratos com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas.

(a.3) de Auditoria Interna

A Companhia não tem instalado auditoria interna no âmbito da sua Administração.

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

A Companhia não tem instalado o conselho fiscal, bem como não criou nenhum comitê ou comissão no âmbito da sua Administração.

c) mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê e de seus membros, identificando o método utilizado;

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

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

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

Compete ao Diretor Presidente, dirigir todos os negócios e a administração geral da Companhia e exercer as demais atribuições que lhe forem conferidas pelo Estatuto Social, pelo Conselho de Administração. Tem ainda competência privativa para: (i) convocar e presidir as reuniões da Diretoria; (ii) conceder licença aos membros da Diretoria e indicar-lhes substitutos; (iii) coordenar e orientar os trabalhos dos demais diretores; (iv) propor ao Conselho de Administração as áreas de atuação de cada Diretor; (v) tomar decisões de caráter de urgência de competência da Diretoria, "ad referendum" desta; (vi) representar a Companhia em Assembleias gerais de acionistas ou indicar um Diretor ou um procurador para representá-lo; (vii) receber citação inicial e representar a Companhia em Juízo ou fora dele, ou indicar um Diretor para fazê-lo; e (viii) dirigir e liderar o desenvolvimento da estratégia corporativa da Companhia, coordenando os processos de planejamento empresarial, bem como avaliar o potencial, planejar o desenvolvimento de novos negócios de distribuição de energia elétrica e atividades correlatas ou complementares. (Art. 19, alínea "a").

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

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

Cabe ao Diretor de Gestão de Energia, dirigir as operações de comercialização de energia da Companhia, planejando e realizando as atividades de compra e venda de energia, com observância de adequada gestão de risco; planejar e

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

executar o atendimento comercial, bem como o desenvolvimento e a oferta de serviços de valor agregado para grandes clientes (Art. 19, alínea "d").

O Diretor de Distribuição, tem por funções dirigir o negócio de distribuição de energia elétrica, aprovar a elaboração e aplicação das políticas e procedimentos de atendimento técnico e comercial aos consumidores, responder pelo planejamento, operação e manutenção do sistema elétrico, engenharia e gestão de ativos da Companhia, observados os padrões adequados de rentabilidade empresarial e os padrões de qualidade definidos pelo Poder Concedente; competindo-lhe, ainda, propor e gerir os investimentos relacionados com o negócio de distribuição de energia (Art. 19, alínea "e").

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

12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

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

- (a) prazos de convocação;
- (b) competências;
- (c) endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise;
- (d) identificação e administração de conflitos de interesses;
- (e) solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto;
- (f) formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico;
- (g) formalidades necessárias para aceitação do boletim de voto a distância, quando enviados diretamente à Companhia, indicando se o emissor exige ou dispensa reconhecimento de firma, notariação e consularização;
- (h) se a Companhia disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação a distância;
- (i) instruções para que acionista ou grupo de acionistas inclua propostas de deliberação, chapas ou candidatos a membros do conselho de administração e do conselho fiscal no boletim de voto a distância; e
- (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.

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

12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

12.3. Se existir, descrever a cláusula compromissória inserida no estatuto para a resolução dos conflitos entre acionistas e entre estes e o emissor por meio de arbitragem.

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

12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem

12.4. Se existir, descrever a cláusula compromissória inserida no estatuto para a resolução dos conflitos entre acionistas e entre estes e o emissor por meio de arbitragem.

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

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

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
Thiago Freire Guth	11/03/1978	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2017	2 anos – até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2019	2
694.710.021-68	Engenheiro Eletricista	19 - Outros Diretores Diretor de Operações	04/05/2017	Não	0.00%
Wagner Luiz Schneider de Freitas	02/02/1972	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2017	2 anos – até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2019	2
024.833.017-97	Engenheiro Matalúrgico e de Materiais	19 - Outros Diretores Diretor de Administração	04/05/2017	Não	0.00%
André Luiz Gomes da Silva	10/08/1976	Pertence apenas à Diretoria	07/02/2018	Restante do período de 2 anos – até 1ª RCA após AGO prevista para abril de 2019	0
246.744.258-67	Engenheiro Eletricista	19 - Outros Diretores Diretor de Assuntos Regulatórios	19/02/2018	Não	0.00%
Carlos Zamboni Neto	09/07/1965	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2017	2 anos – até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2019	2
081.496.848-16	Engenheiro Eletricista	10 - Diretor Presidente / Superintendente	04/05/2017	Não	0.00%
Roberto Sartori	16/01/1978	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2017	2 anos – até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2019	1
916.517.430-53	Engenheiro	19 - Outros Diretores Diretor Comercial	04/05/2017	Não	0.00%
Luis Henrique Ferreira Pinto	26/03/1961	Pertence apenas ao Conselho de Administração	04/05/2017	1 ano - até a AGO que se realizar em 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			
029.352.408-47	Engenheiro Eletricista	20 - Presidente do Conselho de Administração	04/05/2017	Sim	100.00%
Oswaldo Cia	10/04/1963	Pertence apenas ao Conselho de Administração	04/05/2017	1 ano - até a AGO que se realizar em 2019	0
045.777.558-07	Eletrotécnico	27 - Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	04/05/2017	Não	100.00%
Gustavo Estrella	11/03/1974	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	04/05/2017	1 ano - até a AGO que se realizar em 2019	6
037.234.097-09	Administrador de Empresas	35 - Conselheiro(Efetivo) e Dir. Rel. Invest.	04/05/2017	Sim	100.00%
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores - Eleição em: 04/05/2017 - Posse: 04/05/2017 - Mandato: 2 anos, até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2019. Número de mandatos: 4					

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

Thiago Freire Guth - 694.710.021-68

Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá. Possui mestrado em Engenharia Elétrica com ênfase em automação do sistema elétrico pela UFS, pós-graduação em gerenciamento de projetos pelo INPG e certificação pelo Project Management Institute (PMI). Ao longo de sua carreira, trabalhou nas empresas Hewlett Packard, Embraco e Energisa onde adquiriu prévia experiência no setor Elétrico. Ingressou na CPFL em 2012 à frente da Gerência de Gestão Operacional e posteriormente Gerência de Operações onde promoveu a implantação da gestão de processos para otimização das atividades e adequação ao novo modelo de operação por dados. Atualmente é Diretor de Distribuição das seguintes sociedades que integram o grupo econômico da Companhia: CPFL Piratininga, RGE e demais subsidiárias de distribuição do grupo CPFL Energia. As experiências do administrador ocorreram nos setores aeronáutico, de tecnologia e de energia elétrica.

Nos últimos cinco anos o Sr. Thiago Freire Guth não esteve sujeito a nenhum efeito de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

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 das seguintes sociedades que integram o grupo econômico da Companhia: da CPFL Piratininga, da RGE, da RGE Sul, da CPFL Geração, e das demais subsidiárias da CPFL Energia. Em 2015, foi eleito Diretor Vice-Presidente de Planejamento e Gestão Empresarial das seguintes sociedades que integram o grupo econômico da Companhia: CPFL Energia. As experiências do administrador ocorreram nos setores automobilístico, aeronáutico, de consultoria, de varejo, de educação e de energia elétrica.

Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. Wagner Luiz Schneider de Freitas não esteve sujeito a nenhum efeito de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

André Luiz Gomes da Silva - 246.744.258-67

Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Engenharia de Itajubá - UNIFEI em 1999. cursou programa de desenvolvimento de liderança na Darden School of Business, University of Virginia, em 2010. Atuou como Engenheiro de Comissionamento de Relés Digitais em Subestações de Transmissão e Distribuição pela Agnus Engenharia (empresa terceirizada da General Electric do Brasil Ltda.) em 2000, como Engenheiro de Aplicação pela Nexans Brasil S.A. de 2000 a 2005, como Coordenador do Processo de Revisão Tarifária das Distribuidoras e Transmissoras de Energia pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de 2005 a 2008, e como Diretor de Regulação, Gestão de Energia e Gestão de Ativos pela AES Eletropaulo de 2008 a 2018. Foi Conselheiro Titular do Conselho de Orientação de Energia do Estado de São Paulo (COE-ARSESP) e como Vice Presidente do Sindicato das Indústrias de Energia do Estado de São Paulo (SindiEnergia). Em 2018, foi eleito o Diretor de Assuntos Regulatórios das distribuidoras do Grupo CPFL. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. André Luiz Gomes da Silva não esteve sujeito a nenhum efeito de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Carlos Zamboni Neto - 081.496.848-16

Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (USP). Possui MBA em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas - FGV, e participação nos cursos de Formação de Líderes pelo IBMEC e Desenvolvimento de Executivos pela Fundação Dom Cabral. Na Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), desde 1988, exerceu diversos cargos, como: Engenheiro de Planejamento da Expansão da Transmissão, Engenheiro Líder e Gerente Regional. Em 2010, assumiu a Presidência das empresas CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa e CPFL Sul Paulista, sendo que não atua mais nessa função nas sociedades mencionadas. Atualmente é Diretor Presidente das seguintes sociedades que integram o grupo econômico da Companhia: CPFL Paulista e CPFL Piratininga. As experiências do administrador ocorreram no setor de energia elétrica. Nos últimos cinco anos o Sr. Carlos Zamboni Neto não esteve sujeito a nenhum efeito de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Roberto Sartori - 916.517.430-53

Graduado em Engenharia Elétrica pela Unijui/RS, tendo cursado pós-graduação em Planejamento de Sistema de Distribuição pela Universidade Mackenzie, Engenharia de Segurança do Trabalho pela UPF/RS e MBA em Gestão Financeira pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Na Rede Centro da RGE, foi Gerente de Serviços Técnicos entre 2001 a 2006, Gerente de Serviços entre 2006 e 2008 e Gerente de Segurança do Trabalho em 2014. Pela Rede Leste da RGE, atuou como Gerente de Serviços entre 2009 e 2015. Ocupou interinamente a presidência da RGE entre 2015 e 2016 e assumiu o cargo de Diretor de Gestão de Energia das seguintes sociedades que integram o grupo econômico da Companhia: CPFL Piratininga e RGE e das demais subsidiárias de distribuição de energia do Grupo CPFL em 2016. As experiências do administrador ocorreram no setor de energia elétrica. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. Roberto Sartori não esteve sujeito a nenhum efeito de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

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/ELETROBRÁS (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 das seguintes sociedades que integram o grupo econômico da Companhia: CPFL Energia. As experiências do administrador ocorreram no setor de energia elétrica. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. Luis Henrique Ferreira Pinto não esteve sujeito a nenhum efeito de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Oswaldo Cia - 045.777.558-07

Formado em Técnico em Eletroeletrônica pelo SENAI – Americana. Ingressou na Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) em 1985, através de Concurso Público como Leiturista e posteriormente desempenhou as funções de Eletricista de Distribuição e Eletricista de Linhas Vivas de Distribuição de 15 kv. Foi eleito pelos empregados, Conselheiro do CRE (Conselho de Representantes dos Empregados) em 2011. Em 2013 foi eleito pelos empregados Secretário Geral do CRE. Em 2017 foi eleito Presidente do CRE, com mandato até abril de 2019. O administrador não ocupa nenhuma outra sociedade que integra o grupo econômico da Companhia. O administrador é um conselheiro independente e o critério para determinar sua independência segue o disposto no Parágrafo 1º do artigo 14 do estatuto social da Companhia, ou seja, os empregados possuem o direito de indicar um membro ao Conselho de Administração, nos termos do item 4.3 III, do Edital nº AS/F/833/97.

Nos últimos cinco anos o Sr. Oswaldo Cia não esteve sujeito a nenhum efeito de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

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. Atualmente é Diretor Financeiro e de Relações com Investidores de várias subsidiárias do grupo CPFL Energia. É, também, Vice-Presidente do Conselho de Administração das seguintes sociedades que integram o grupo econômico da Companhia: CPFL Piratininga, RGE, RGE Sul, CPFL Geração e Paulista Lajeado e membro do Conselho de Administração da CPFL Renováveis e Sul Geradora, as quais também integram o grupo econômico da Companhia. As experiências do administrador ocorreram no setor de energia elétrica.

Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. Gustavo Estrella não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

12.7/8 - Composição dos comitês

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui comitês e comissões instituídos no âmbito de sua administração.

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores

12.11. Descrever as disposições de quaisquer acordos, inclusive apólices de seguro, que prevejam o pagamento ou o reembolso de despesas suportadas pelos administradores, decorrentes da reparação de danos causados a terceiros ou ao emissor, de penalidades impostas por agentes estatais, ou de acordos com o objetivo de encerrar processos administrativos ou judiciais, em virtude do exercício de suas funções.

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

12.12 - Práticas de Governança Corporativa

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.

A CPFL Paulista 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, adotadas pelo Grupo CPFL.

A Administração da CPFL Paulista é formada pelo Conselho de Administração e pela Diretoria Executiva. O Conselho é composto por 3 membros, sendo um deles o Conselheiro Representante dos Empregados.

As Diretrizes de Governança Corporativa e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa do Grupo CPFL estão disponíveis no website de Relações com Investidores www.cpfl.com.br/ri.

A Companhia esclarece que não adota nenhum código específico de governança corporativa, incluindo, mas não se limitando ao, Código de Práticas de Governança Corporativa publicado pelo IBGC – Instituto Brasileiro de Governança Corporativa.

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

Com relação às informações referentes ao item 12.6, demonstramos abaixo o percentual de participação nas reuniões realizadas pelo Conselho de Administração:

Conselho de Administração		
Membros	Total de reuniões realizadas pelo respectivo órgão desde a posse do membro	% de participação do membro nas reuniões realizadas após a posse
Luis Henrique Ferreira Pinto	4	100%
Gustavo Estrella	4	100%
Oswaldo Cia	0	0%

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;
- (b) composição da remuneração indicando:
 - (i) descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles;
 - (ii) em relação aos 3 últimos exercícios sociais, qual a proporção de cada elemento da remuneração total;
 - (iii) metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração;
 - (iv) razões que justificam a composição da remuneração;
 - (v) a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato;
- (c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração;
- (d) como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho;
- (e) como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo;
- (f) existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos; e
- (g) existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor.

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

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	6,00		9,00
Nº de membros remunerados	1,00	6,00		7,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	59.000,00	2.023.000,00		2.082.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	100.000,00		100.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	12.000,00	547.000,00		559.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.017.000,00		1.017.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	426.000,00		426.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP		
Pós-emprego	0,00	171.000,00		171.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício Circular CVM nº 01/2017.	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício Circular CVM nº 01/2017.		
Total da remuneração	71.000,00	4.284.000,00		4.355.000,00

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	6,00		9,00
Nº de membros remunerados	1,00	6,00		7,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	70.000,00	2.400.000,00		2.470.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	184.000,00		184.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	14.000,00	740.000,00		754.000,00

Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.214.000,00		1.214.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	537.000,00		537.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP		
Pós-emprego	0,00	173.000,00		173.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício Circular CVM nº 01/2017.	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício Circular CVM nº 01/2017.		
Total da remuneração	84.000,00	5.245.000,00		5.332.000,00

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	5,67		8,67
Nº de membros remunerados	1,00	5,67		6,67
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	56.000,00	2.288.000,00		2.344.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	232.000,00		232.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	11.000,00	371.000,00		382.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.232.000,00		1.232.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	-258.000,00		-258.000,00

Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP		
Pós-emprego	0,00	185.000,00		185.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício Circular CVM nº 01/2017.	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício Circular CVM nº 01/2017.		
Total da remuneração	67.000,00	4.050.000,00		4.117.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/01/2014 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	6,00		9,00
Nº de membros remunerados	1,00	6,00		7,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	51.000,00	2.063.000,00		2.114.000,00
Benefícios direto e indireto	16.000,00	142.000,00		158.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	10.000,00	444.000,00		454.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.182.000,00		1.182.000,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	406.000,00		406.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP		
Pós-emprego	0,00	212.000,00		212.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00

Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício Circular CVM nº 01/2017	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício Circular CVM nº 01/2017		
Total da remuneração	77.000,00	4.449.000,00		4.526.000,00

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

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

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

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

13.5 - Remuneração baseada em ações 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**

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

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

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**

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

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

13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária**13.7. Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais**

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

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

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

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

13.9 - 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

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

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**

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

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

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

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

13.12 - 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

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

13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores

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

EXERCÍCIO DE 2014			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	100%	100%	74%

EXERCÍCIO DE 2015			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	100%	100%	71%

EXERCÍCIO DE 2016			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	100%	100%	75%

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.

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

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

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

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

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

EXERCÍCIO DE 2014 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	(Em R\$ mil)			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	1.602	1.602

EXERCÍCIO DE 2015 ⁽¹⁾ – DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	(Em R\$ mil)			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

EXERCÍCIO DE 2015 ⁽¹⁾ – DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	(Em R\$ mil)			
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

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

EXERCÍCIO DE 2015 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	(Em R\$ mil)			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	1.628	1.628

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

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

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

EXERCÍCIO DE 2016 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	(Em R\$ mil)			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	1.752	1.752

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:

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Janeiro	3	0	6
Fevereiro	3	0	6
Março	3	0	6
Abril	3	0	6
Maio	3	0	6
Junho	3	0	6
Julho	3	0	6
Agosto	3	0	6
Setembro	3	0	6
Outubro	3	0	6
Novembro	3	0	6
Dezembro	3	0	6

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Janeiro	3	0	6
Fevereiro	3	0	6
Março	3	0	6
Abril	3	0	6
Maio	3	0	4
Junho	3	0	4
Julho	3	0	6
Agosto	3	0	6
Setembro	3	0	6
Outubro	3	0	6
Novembro	3	0	6
Dezembro	3	0	6

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Janeiro	3	0	6

13.16 - Outras informações relevantes

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Fevereiro	3	0	6
Março	3	0	6
Abril	3	0	6
Mai	3	0	6
Junho	3	0	6
Julho	3	0	6
Agosto	3	0	6
Setembro	3	0	6
Outubro	3	0	6
Novembro	3	0	6
Dezembro	3	0	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 localidades atendidas pela CPFL Paulista, que são consolidadas para fins de apresentação de Demonstrações Financeiras Consolidadas da empresa:

Localização Geográfica	Atividade Desempenhada	NÚMERO DE COLABORADORES			
		2014	2015	2016	30/06/2017
Distrito Federal	Corporativo	3	3	4	3
	Total Distrito Federal	3	3	4	3
São Paulo	Distribuição	2.233	2.528	2.594	2.565
	Corporativo	761	735	737	722
	Total São Paulo	2.994	3.263	3.331	3.287
Total Geral		2.997	3.266	3.335	3.290

(b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica);

A CPFL Paulista terceiriza 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)

(c) índice de rotatividade;

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

14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos

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

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

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados**14.3. Descrever as políticas de remuneração dos empregados do emissor, informando:**

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

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

14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos

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

A CPFL Paulista mantém relacionamento com 7 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.

A CPFL considera indispensável para o desenvolvimento saudável das relações com os Sindicatos, o permanente respeito mútuo entre as partes e a lisura nos procedimentos, garantindo total imparcialidade, seja qual for a entidade sindical. A empresa acredita manter boas relações com os sindicatos que representam seus colaboradores, evidenciado pelo fato de não termos ocorrência de nenhuma greve que tenha afetado materialmente as operações da empresa nos últimos 28 anos. Nos últimos 04 exercícios sociais tivemos na CPFL Paulista, 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.

A empresa garante aos seus colaboradores a livre associação sindical em conformidade com disposto no Artigo 8º da Constituição Federal.

Atualmente a empresa possui instrumentos de acordo coletivo com os sindicatos abaixo listados:

1. SINTEC - Sindicato dos técnicos industriais de nível médio do estado de São Paulo;
2. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Bauru;
3. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de Ribeirão Preto;
4. SINDLUZ - Sindicato dos empregados na geração, transmissão e distribuição de eletricidade no município de São José do Rio Preto;
5. SINDLUZ - Sindicato dos trabalhadores nos serviços de fiação, tração, luz e força de Araraquara;
6. STIEEC - Sindicato dos trabalhadores na indústria de energia elétrica de Campinas; e
7. SEESP - Sindicato dos engenheiros no estado de São Paulo.

14.5 - Outras informações relevantes

14.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes
--

A Companhia esclarece que não possui política específica acerca das atividades do departamento de recursos humanos.

Todas as demais informações relevantes sobre recursos humanos foram divulgados nos itens 14.1 e 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 %				
CPFL ENERGIA S.A.						
02.429.144/0001-93	BRASILEIRA-SP	Não	Sim	17/12/2015		
Não						
880.653.030	100,000000%	0	100,000000%	880.653.030	100,000000%	
OUTROS						
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
1	0,000000%	0	0,000000%	1	0,000000%	
TOTAL						
880.653.031	100,000000%	0	100,000000%	880.653.031	100,000000%	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
CPFL ENERGIA S.A.				02.429.144/0001-93		
ESC Energia S.A.						
15.146.011/0001-51	Brasileira-SP	Não	Sim	23/01/2017		
Não						
234.086.204	23,000000	0	0,000000	234.086.204	23,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
53.392.844	5,240000	0	0,000000	53.392.844	5,240000	
State Grid Brazil Power Participações S.A.						
26.002.119/0001-97	Brasileira-SP	Não	Sim	30/11/2017		
Não						
730.435.698	71,760000	0	0,000000	730.435.698	71,760000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
TOTAL						
1.017.914.746	100,000000	0	0,000000	1.017.914.746	100,000000	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
ESC Energia S.A.				15.146.011/0001-51	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
State Grid Brazil Power Participações S.A.					
26.002.119/0001-97	Brasileira-SP	Não	Sim	23/01/2017	
Não					
1.042.392.615	100,000000	0	0,000000	1.042.392.615	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
1.042.392.615	100,000000	0	0,000000	1.042.392.615	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
State Grid Brazil Power Participações S.A.				26.002.119/0001-97	
International Grid Holdings Limited					
	Ilhas Virgens Britânicas	Não	Sim	31/07/2017	
Sim	Jiang Xiaojun/Li Hong/Li Lequan		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	Não	31/07/2017	
Sim	Jiang Xiaojun/Li Hong/Li Lequan		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	
International Grid Holdings Limited						
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
State Grid International Development Limited						
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			
TOTAL						
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
Top View Grid Investment Limited					
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
State Grid International Development Limited					
	Hong Kong Hong Kong	Não	Sim	31/07/2017	
Sim		Hu Yuhai	Física		
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0,000000			
TOTAL					
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
State Grid International Development Limited						
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
State Grid International Development Co. Ltd						
	China	Não	Sim	31/07/2017		
Sim		Hu Yuhai	Física			
21.429.327.845	100,000000	0	0,000000	21.429.327.845	21,320000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
State Grid Overseas Investment Ltd						
	Hong Kong	Não	Não	31/07/2017		
Sim		Li Ronghua	Física			
0	0,000000	79.091.019.116	100,000000	79.091.019.116	78,680000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000				
TOTAL						
21.429.327.845	100,000000	79.091.019.116	100,000000	100.520.346.961	100,000000	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
State Grid International Development Co. Ltd						
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
State Grid Corporation of China						
Sim	China	Não	Sim	31/07/2017		
7.131.288.000	Shu Yinbiao	0	Física	7.131.288.000	100,000000	
Classe ação						
TOTAL						
0		0,000000				
TOTAL						
7.131.288.000		0	0,000000	7.131.288.000	100,000000	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
State Grid Overseas Investment Ltd						
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
State Grid Corporation of China						
Sim	China	Não	Sim	31/07/2017		
100	100,000000	0	0,000000	100	100,000000	
Classe ação						
Qtde. de ações (Unidades)		Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
TOTAL						
100	100,000000	0	0,000000	100	100,000000	

15.3 - Distribuição de capital

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

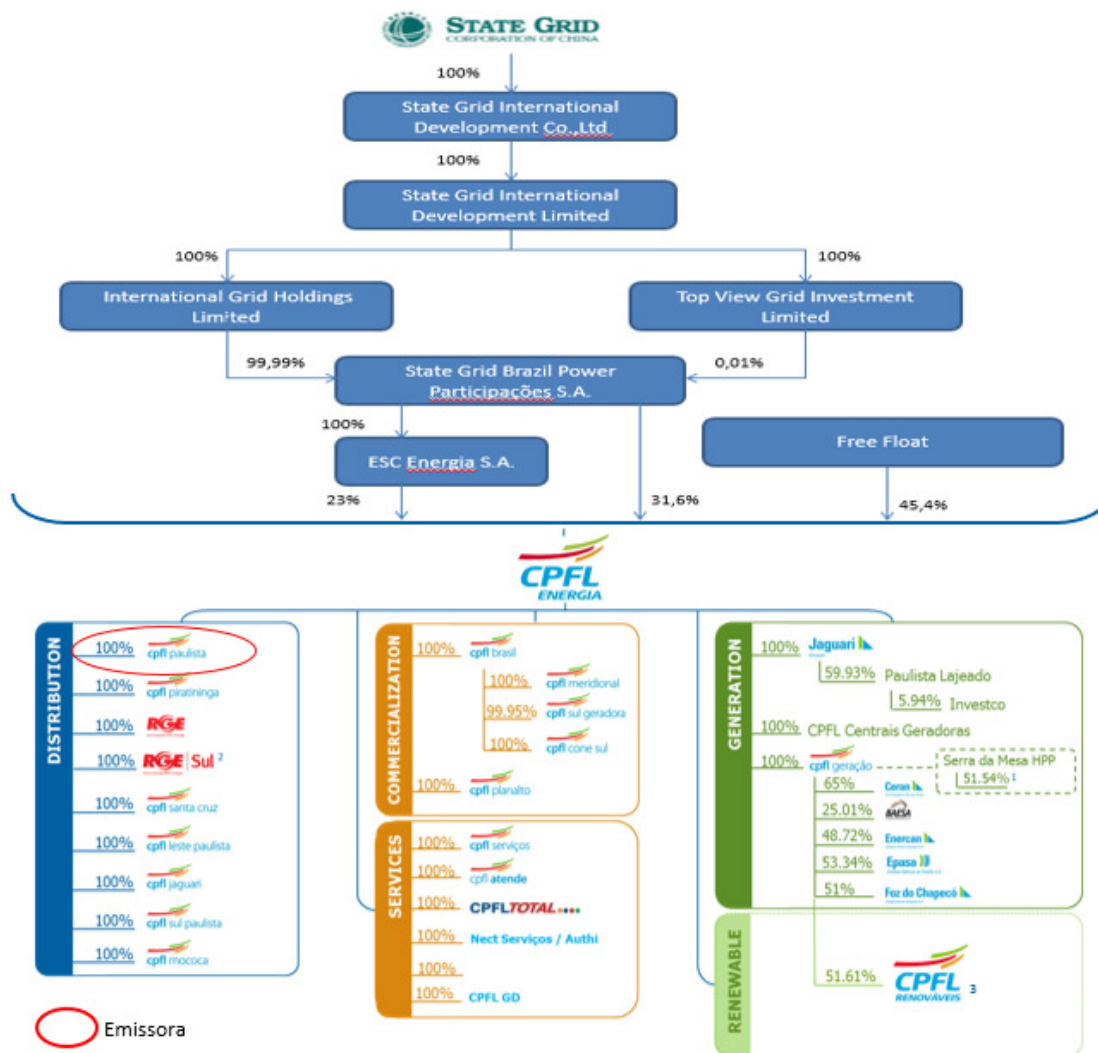
Ações em Circulação

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

Quantidade ordinárias (Unidades)	0	0,000000%
Quantidade preferenciais (Unidades)	0	0,000000%
Preferencial Classe A	0	0,000000%
Preferencial Classe B	0	0,000000%
Preferencial Classe C	0	0,000000%
Total	0	0,000000%

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

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



Data base: 30/06/2017

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, que possui participação de 99,85% do capital social total da RGE Sul. Ademais, a CPFL Jaguariúna possui o controle compartilhado entre a CPFL Energia e a CPFL Comercialização.
- (3) A CPFL Renováveis divulga o organograma de suas controladas em seu próprio Formulário de Referência.

A Companhia esclarece que o organograma ora apresentado possui um rol exemplificativo das empresas do Grupo CPFL. As empresas do Grupo CPFL descritas na íntegra encontram-se no item 15.4.(e) abaixo.

(a) todos os controladores diretos e indiretos;

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

A CPFL Energia é a controladora direta da Companhia e tem como acionista controlador direto a empresa State Grid Brazil Power Participações S.A ("SGBP"), companhia controlada pela State Grid Corporate of China ("SGCC"), por sua vez, a SGBP é controlador indireto da Companhia. 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;

Não há.

(c) participações do emissor em sociedades do grupo;

Não há.

(d) participações de sociedades do grupo no emissor;

A CPFL Energia é detentora de 880.653.030 ações ordinárias de emissão da Companhia, representando um percentual de 100% (cem por cento) do capital social da Companhia. Nenhuma outra sociedade do Grupo CPFL possui participação societária na Companhia.

(e) principais sociedades sob controle comum.

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

Distribuidoras

- Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga
- Rio Grande Energia S.A. – RGE
- Companhia Luz e Força Santa Cruz – CPFL Santa Cruz
- Companhia Leste Paulista de Energia – CPFL Leste Paulista
- Companhia Jaguari de Energia – CPFL Jaguari
- Companhia Sul Paulista de Energia – CPFL Sul Paulista
- Companhia Luz e Força de Mococa – CPFL Mococa
- RGE Sul Distribuidora de Energia S/A – RGE Sul

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)

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

- Campos Novos Energia S.A. – ENERCAN (controlada em conjunto)
- Foz do Chapecó Energia S.A. (controlada em conjunto)
- Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA (controlada em conjunto)
- CPFL Energias Renováveis S.A. – CPFL Renováveis (subsidiárias da CPFL Renováveis podem ser verificadas em seu Formulário de Referência)
- CPFL Centrais Geradoras Ltda. – CPFL Centrais Geradoras

Comercializadoras

- CPFL Comercialização Brasil S.A. – CPFL Brasil
- Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. – CPFL Meridional
- CPFL Comercialização Cone Sul S.A. – CPFL Cone Sul
- CPFL Planalto Ltda. – CPFL Planalto
- CPFL Brasil Varejista S.A. – CPFL Brasil Varejista

Serviços

- CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. – CPFL Serviços
- CPFL Atende Centro de Contratos e Atendimento Ltda. – CPFL Atende
- NECT Serviços Administrativos Ltda. – Nect
- CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. – CPFL Total
- CPFL Eficiência Energética S.A. – CPFL ESCO
- TI Nect Serviços de Informática Ltda. – Authi
- CPFL GD S.A. – CPFL GD

Outras

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

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

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

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;**
- (f) descrição das cláusulas relativas à transferência de ações e à preferência para adquiri-las;**
- (g) descrição das cláusulas que restrinjam ou vinculem o direito de voto de membros do conselho de administração.**

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

15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor

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

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

15.7 - Principais operações societárias

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

- (a) evento
- (b) principais condições
- (c) sociedades envolvidas
- (d) efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores do emissor
- (e) quadro societário antes e depois da operação
- (f) mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas

Evento	Alienação de controle societário da CPFL Energia
Principais Condições do Negócio	<p>Em 23 de janeiro de 2017 foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações datado de 02 de setembro de 2016 e celebrado entre a State Grid Brazil Power Participações Ltda., a Camargo Corrêa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil</p> <p>– 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 CPFL Energia.</p>
Sociedades Envolvidas	<p>(i) CPFL Energia</p> <p>(ii) Camargo Corrêa S.A.</p> <p>(iii) Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI</p> <p>(iv) Fundação CESP</p> <p>(v) Fundação SISTEL de Seguridade Social</p> <p>(vi) Fundação Petrobrás de Seguridade Social –PETROS</p> <p>(vii) Fundação SABESP de Seguridade Social - SABESPREV</p> <p>(viii) State Grid Brazil Power Participações Ltda.</p>
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital	<p>Houve alteração completa do quadro de controle da CPFL Energia, com alienação integral das ações vinculadas ao Bloco de Controle da CPFL Energia para a State Grid Brazil Power Participações Ltda., que passou a ser a única controladora da CPFL Energia.</p>

15.7 - Principais operações societárias

social e dos administradores da CPFL Energia	
Quadro societário antes e depois da operação	<p>Antes: <u>Controladores:</u> Camargo Corrêa S.A. e ESC Energia S.A. 239.983.515 ações ordinárias (23,6%) Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI 299.787.559 ações ordinárias (29,5%) Fundação CESP 51.048.952 ações ordinárias (5,0%) Fundação SISTEL de Seguridade Social 37.070.292 ações ordinárias (3,6%) Fundação Petrobrás de Seguridade Social – PETROS 28.056.260 ações ordinárias (2,8%) Fundação SABESPREV de Seguridade Social 696.561 ações ordinárias (0,1%)</p> <p>Depois: <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>
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Como a aquisição foi uma transação entre partes não relacionadas, as condições estabelecidas foram condições normais de mercado.

15.8 - Outras informações relevantes

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

Complemento às informações dos itens 15.1/2 e 15.4:

Conforme ordenamento jurídico chinês, a população da República Democrática da China é a proprietária da State Grid Corporation of China, de forma que a entidade não possui acionistas.

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas**16. Transações com partes relacionadas**

16.1. Descrever as regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas, conforme definidas pelas regras contábeis que tratam desse assunto, indicando, quando houver uma política formal adotada pelo emissor, os locais em que ela pode ser consultada.

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

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	17/10/2002	0,00	8.915.619,00	impossível aferir	31/12/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	18/10/2002	0,00	22.923.362,07	impossível aferir	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Renováveis - Consolidado	01/01/2010	0,00	312.264,00	impossível aferir	01/01/2039	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Araraquara Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Atlântico - Concessionária de Transmissão de Energia Do Brasil S.A	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Catxere Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Expansion Transmissão de Energia Eletrica S.A.	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Atualizações monetárias e financeiras						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rio Grande Energia S.A.	24/03/2015	0,00	0,00	impossível aferir	23/03/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compartilhamento de sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
CPFL Geração de Energia S.A.	24/03/2015	0,00	0,00	impossível aferir	23/03/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compartilhamento de sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
CPFL Energia S.A.	24/03/2015	0,00	0,00	impossível aferir	23/03/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compartilhamento de sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	24/03/2015	0,00	0,00	impossível aferir	23/03/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compartilhamento de sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	24/03/2015	0,00	0,00	impossível aferir	23/03/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compartilhamento de sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
CPFL Telecom S.A.	03/06/2013	0,00	104.902,40	impossível aferir	30/06/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Compartilhamento de sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Xingu Rio Transmissora de Energia S.A (XRTE)	01/01/2017	0,00	90.165,16	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	0,00	74.487,35	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Eficiência Energética S.A.	24/03/2015	0,00	0,00	impossível aferir	23/03/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compartilhamento de sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Companhia Piratininga de Força e Luz	24/03/2015	0,00	3.290,60	impossível aferir	23/03/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Materiais e serviços diversos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Energia S.A.	01/01/2017	0,00	7.954,88	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Materiais e serviços diversos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	23/12/2011	0,00	35.896.000,00	impossível aferir	31/10/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Obras em subestações, linhas de transmissão e transformadores						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Porto Primavera Transmissora de Energia S.A	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Ribeirão Preto Transmissora de Energia S.A	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Especificar							
CPFL Transmissão Piracicaba	01/01/2017	0,00	274.718,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Itumbiara Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Linha de Transmissão de Montes Claros S.A.	01/01/2017	0,00	17.215,20	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Linha de Transmissão do Itatim S.A.	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
luziania Niquelandia Transmissora S.A.	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Marechal Rondon Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	0,00	59.838,64	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Matrincha Transmissora de Energia (TP Norte) S.A.	01/01/2017	0,00	115.767,63	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Geração de Energia S.A.	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Atualizações monetárias e financeiras						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Atualizações monetárias e financeiras						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
CPFL Brasil Varejista S.A	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Alocação de despesas						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Companhia Piratininga de Força e Luz	01/01/2017	0,00	188.529,99	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Alocação de despesas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Companhia Luz e Força Santa Cruz	01/01/2017	0,00	58.860,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Alocação de despesas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Companhia Leste Paulista de Energia	01/01/2017	0,00	15.627,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Alocação de despesas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Companhia Sul Paulista de Energia	01/01/2017	0,00	20.559,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Alocação de despesas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Companhia Jaguarí de Energia	01/01/2017	0,00	11.380,52	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Alocação de despesas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Comercialização Brasil S.A.	01/01/2017	0,00	156.214,90	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Alocação de despesas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S.A.	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A.	01/01/2017	0,00	57.002,68	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Iracema Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Encargos de transmissão						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Companhia Luz e Força de Mococa	01/01/2017	0,00	10.359,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Alocação de despesas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rio Grande Energia S.A.	01/01/2017	0,00	330.868,70	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Alocação de despesas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
CPFL Geração de Energia S.A.	01/01/2017	0,00	154.581,62	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Alocação de despesas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
CPFL Energia S.A.	01/01/2017	0,00	181.712,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Alocação de despesas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
CPFL Renováveis - Consolidado	01/01/2017	0,00	24.492,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Alocação de despesas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	01/01/2017	0,00	89.569,62	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Alocação de despesas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Nect Serviços Administrativos Ltda.	01/01/2017	0,00	14.904,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Alocação de despesas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Alocação de despesas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
CPFL Telecom S.A.	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Alocação de despesas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Eficiência Energética S.A.	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Alocação de despesas						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
CPFL Comercialização Brasil S.A.	24/03/2015	0,00	0,00	impossível aferir	23/03/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo econômico						
Objeto contrato	Compartilhamento de sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
CPFL Brasil Varejista S.A	24/03/2015	0,00	0,00	impossível aferir	23/03/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compartilhamento de sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Companhia Piratininga de Força e Luz	24/03/2015	0,00	0,00	impossível aferir	23/03/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compartilhamento de sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Companhia Luz e Força Santa Cruz	24/03/2015	0,00	0,00	impossível aferir	23/03/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compartilhamento de sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Companhia Sul Paulista de Energia	24/03/2015	0,00	0,00	impossível aferir	23/03/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Objeto contrato	Compartilhamento de sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Companhia Jaguarí de Energia	24/03/2015	0,00	0,00	impossível aferir	23/03/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compartilhamento de sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Companhia Luz e Força de Mococa	24/03/2015	0,00	0,00	impossível aferir	23/03/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compartilhamento de sede						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	30/11/2012	0,00	1.713.194,51	impossível aferir	01/12/2021	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Serviços de call center e auto-atendimento						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Nect Serviços Administrativos Ltda.	13/04/2015	0,00	1.641.329,92	impossível aferir	28/02/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Centro de Serviços Administrativos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Distrato consensual, inexecução contratual, recuperação ou liquidação judicial e extrajudicial, decretação de falência, dissolução, comprovação de fatos que desabonem a idoneidade das partes ou comprometam sua capacidade econômica, financeira ou técnica, decisão de autoridade competente que torne o contrato impossível ou impraticável.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Telecom S.A.	05/07/2016	0,00	37.793,27	impossível aferir	05/07/2018	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Materiais e serviços diversos						
Garantia e seguros	N/A						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Eficiência Energética S.A.	24/11/2015	0,00	0,00	impossível aferir	31/10/2017	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Materiais e serviços diversos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	24/04/2015	0,00	3.390.952,49	impossível aferir	28/02/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Centro de Serviços de TI						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Inobservância contratual; inadimplência; requerimento de falência, recuperação judicial, dissolução, liquidação judicial ou extrajudicial; ocorrência de fatos que desabonem a idoneidade das partes; dentre outras						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	01/01/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Materiais e serviços diversos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
Instituto CPFL	08/02/2017	0,00	0,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Contribuições, doações e patrocínios						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Companhia Piratininga de Força e Luz	12/01/2015	0,00	1.603.554,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Especificar							
Companhia Luz e Força Santa Cruz	01/01/2017	0,00	13.625,00	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Geração de Energia S.A.	18/10/2002	0,00	11.239.154,00	impossível aferir	19/11/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	Multa de 100% do preço * volume restante contratado + Penalidades						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Paulista Lajeado Energia S.A.	13/03/2006	0,00	18.142,00	impossível aferir	31/12/2037	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Rescisão ou extinção	Multa de 30% do valor do Preço de Venda * Volume Remanescente						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	14/01/2008	0,00	4.311.300,25	impossível aferir	31/12/2024	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fixa em 1 ano						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	18/12/2014	0,00	434.354,09	impossível aferir	31/12/2038	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Campos Novos Energia S.A.	18/10/2002	0,00	33.590.326,84	impossível aferir	19/11/2027	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							

16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado**16.3 Em relação a cada uma das transações ou conjunto de transações mencionados no item 16.2 acima ocorridas no último exercício social:****(a) identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses**

A controladora CPFL Energia, preservando seu compromisso com a defesa e a criação de valor em sintonia com as melhores práticas de governança corporativa e com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da antiga BM&FBovespa, atual B3, possui mecanismos internos para acompanhamento e controle das transações envolvendo Partes Relacionadas.

Até a Assembleia Geral Extraordinária realizada em 28 de abril de 2017, o Estatuto Social da nossa controladora CPFL Energia previa, em seu Art. 17, que a celebração de contratos pela controladora CPFL Energia com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 10.056.000,00 (dez milhões, cinquenta e seis mil reais) (conforme corrigido pelo IGP-M). Em razão da reforma de determinadas disposições do Estatuto Social da nossa controladora aprovada na Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 28 de abril de 2017, esse limite foi alterado, em razão do Art. 17 alínea "m" do Estatuto Social da nossa controladora CPFL Energia, passou a prever que, o seu Conselho de Administração tem por atribuição autorizar prévia e expressamente a celebração de contratos pela controladora CPFL Energia com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 11.913.000,00 (onze milhões, novecentos e treze mil reais) (conforme corrigido pelo IGP-M).

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

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

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

Adicionalmente, na condição de concessionária do serviço público de distribuição de energia, a Companhia esta sujeita às regras da ANEEL. Nesse contexto, a Resolução Normativa ANEEL nº 699/2016 dispõe que

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

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

A Companhia esclarece que todas as transações descritas no item 16.2 deste Formulário de Referência estão sujeitas às políticas e dispositivos legais descritos neste item 16.3.(a).

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

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

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

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

A Companhia esclarece que todas as transações descritas no item 16.2 deste Formulário de Referência estão sujeitas aos procedimentos, forma e condições descritos neste item 16.3.(b).

16.4 - Outras informações relevantes

16.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Informações adicionais sobre o item 16.2

A Companhia esclarece que as partes relacionadas (i) Paranaíba Transmissora de Energia S.A.; (ii) Xingu Rio Transmissora de Energia S.A.; (iii) Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A.; (iv) Matrincha Transmissora de Energia S.A.; (v) Marechal Rondon Transmissora de Energia S.A.; (vi) Luziania Niquelândia Transmissora S.A.; (vii) Linha de Transmissão do Itatim S.A.; (viii) Linha de Transmissão de Montes Claros S.A.; (ix) Itumbiara Transmissora de Energia S.A.; (x) Iracema Transmissora de Energia S.A.; (xi) Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.; (xii) Expansion Transmissão Itumbiara Marimondo S.A.; (xiii) Expansion Transmissão de Energia Elétrica S.A.; (xiv) Catxere Transmissora de Energia S.A.; (xv) Atlântico - Concessionária de Transmissão de Energia do Brasil S.A.; (xvi) Araraquara Transmissora de Energia S.A.; (xvii) Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A.; (xviii) Ribeirão Preto Transmissora de Energia S.A.; (xix) Porto Primavera Transmissora de Energia S.A. e (xx) Serra da Mesa Transmissora de Energia S.A., são sociedades pertencentes ao grupo econômico da State Grid, porém não fazem parte do Grupo CPFL.

(f) Montante envolvido no negócio

Devido às complexas e extensas operações entre a Companhia e suas partes relacionadas, estão apresentados agrupados em cada linha do item 16.2 todos os montantes com a mesma parte relacionada cujas naturezas de operação sejam semelhantes entre si. Tais montantes compreendem faturas emitidas, ordens de compra e de venda, notas de débito, provisões contábeis e outros lançamentos, que podem ou não ter se originado de um vínculo contratual entre as partes. Dessa forma, a Companhia esclarece que não é possível aferir os valores para apresentação na coluna "(f) montante envolvido no negócio", pois não é possível vincular diretamente as informações apresentadas em cada linha do item 16.2 com montantes contratuais específicos.

(g) Saldo existente

Conforme mencionado acima, as linhas de operações apresentadas no item 16.2 referem-se a uma combinação de operações distintas entre a Companhia e uma mesma parte relacionada, cujas naturezas sejam semelhantes. Essas operações, por vezes, referem-se tanto a faturas a receber quanto a faturas a pagar contra a mesma parte relacionada. Sendo assim, os montantes apresentados na coluna "(g) saldo existente" referem-se ao saldo líquido entre ativos e passivos da Companhia com a respectiva parte relacionada, de mesma natureza. Informações a respeito da abertura dos montantes entre saldos de ativo e saldos de passivo podem ser visualizadas na nota explicativa nº 27, das Informações Trimestrais de 30/06/2017, divulgadas pela Companhia em 10/08/2017.

17.1 - Informações sobre o capital social

Data da autorização ou aprovação	Valor do capital (Reais)	Prazo de integralização	Quantidade de ações ordinárias (Unidades)	Quantidade de ações preferenciais (Unidades)	Quantidade total de ações (Unidades)
Tipo de capital	Capital Emitido				
27/04/2018	1.273.423.023,26		880.653.031	0	880.653.031
Tipo de capital	Capital Subscrito				
27/04/2018	1.273.423.023,26		880.653.031	0	880.653.031
Tipo de capital	Capital Integralizado				
27/04/2018	1.273.423.023,26		880.653.031	0	880.653.031
Tipo de capital	Capital Autorizado				
29/04/2003	0,00		7.508.193.217	17.355.726.879	24.863.920.096

17.2 - Aumentos do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

17.4 - Informações sobre reduções do capital social

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

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

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

18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública

18.2. Descrever, se existirem, as regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública.

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

18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto

18.3. Descrever exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto.

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

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	7ª emissão da CPFL Paulista
Data de emissão	05/02/2013
Data de vencimento	05/02/2021
Quantidade (Unidades)	50.500
Valor nominal global (Reais)	505.000.000,00
Saldo devedor em aberto	528.520.433,09
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures emitidas pela Companhia, conforme descritas acima, possuem restrição de circulação, sendo possível a negociação somente entre Investidores Qualificados, nos termos do artigo 9-B, da Instrução CVM 539.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Para maiores detalhes sobre hipótese e cálculo do valor de resgate, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras Inf. relevantes - Valores Mobiliários
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Para maiores detalhes sobre as condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras Inf. relevantes - Valores Mobiliários
Outras características relevantes	Para maiores detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras Inf. relevantes - Valores Mobiliários

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	6ª emissão da CPFL Paulista
Data de emissão	03/07/2012
Data de vencimento	03/07/2019
Quantidade (Unidades)	660
Valor nominal global (Reais)	660.000.000,00
Saldo devedor em aberto	275.698.214,39
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	As Debêntures emitidas pela Companhia, conforme descritas acima, possuem restrição de circulação, sendo possível a negociação somente entre Investidores Qualificados, nos termos do artigo 9-B, da Instrução CVM 539.
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Para maiores detalhes sobre hipótese e cálculo do valor de resgate, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras Inf. relevantes - Valores Mobiliários
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Para maiores detalhes sobre as condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários, vide o item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. Mobiliários.
Outras características relevantes	Para maiores detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras inf.relev. - Val. Mobiliários

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação

18.6 Indicar os mercados brasileiros nos quais valores mobiliários do emissor são admitidos à negociação.

As Debêntures da Companhia são admitidas à negociação no mercado secundário, no CETIP21 - Títulos e Valores Mobiliários ("CETIP21"), operacionalizado pela CETIP, com os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CETIP e/ou no Sistema de Negociação BOVESPA FIX, administrado pela 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:

- (a) país;
- (b) mercado;
- (c) entidade administradora do mercado no qual os valores mobiliários são admitidos à negociação;
- (d) data de admissão à negociação;
- (e) se houver, indicar o segmento de negociação;
- (f) data de início de listagem no segmento de negociação;
- (g) percentual do volume de negociação no exterior em relação ao volume total de negociações de cada classe e espécie no último exercício;
- (h) se houver, proporção de certificados de depósitos no exterior em relação a cada classe e espécie de ações;
- (i) se houver, banco depositário;
- (j) se houver, instituição custodiante.

Todas as debêntures foram emitidas unicamente em mercado nacional.

18.8 - Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

A Companhia não possui títulos emitidos no exterior.

18.9 - Ofertas públicas de distribuição 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.**

- i. Em 25 de julho de 2012 foram subscritas e integralizadas 660 debêntures não conversíveis em ações, da 6ª Emissão, nominativas e escriturais, em série única, da espécie quirografária, com garantia fidejussória. O valor nominal unitário na data da emissão foi de R\$ 1.000.000,00, que gerou uma captação total de R\$ 660.000.000,00. O pagamento de juros das debêntures é semestral a partir de 03 de janeiro de 2013. Os recursos serão destinados para refinanciamento das dívidas vincendas em 2012 e 2013 e reforço de capital de giro.
- ii. Em 22 de fevereiro de 2013 foram subscritas e integralizadas 50.500 debêntures não conversíveis em ações, da 7ª Emissão, nominativas e escriturais, em série única, da espécie quirografária, com garantia fidejussória. O valor nominal unitário na data da emissão foi de R\$ 10.000,00 que gerou uma captação total de R\$ 505.000.000,00. O pagamento de juros das debêntures é semestral a partir de 05 de agosto de 2013. Os recursos serão destinados ao alongamento do endividamento e reforço de capital de giro da Emissora.

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 nos anos de 2014, 2015 e 2016 e até o semestre findo em junho de 2017.

18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros**18.11 Descrever as ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas as ações de emissão de terceiro.**

Não houve nenhuma oferta pública de aquisição feitas pela Companhia relativas a ações de emissão de terceiro, seja ela primária ou secundária, nos últimos três exercícios sociais e até o semestre findo em junho de 2017.

18.12 - Outras informações relevantes**18.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

A Companhia esclarece que o item 18.1 não foi preenchido por ser facultativo em função da mesma ser uma empresa classificada como categoria B

Seguem abaixo as informações referentes às condições de vencimento antecipado de cada Emissão de Debêntures da Companhia:

6ª emissão da CPFL Paulista**Condições de vencimento antecipado:**

As Debêntures e todas as suas obrigações constantes na Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Companhia o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures em circulação, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Data de Emissão, ou da data do último pagamento da Remuneração, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, a partir de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, na ocorrência das seguintes hipóteses:

- (a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Companhia e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Companhia 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 Companhia ou da Garantidora sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Companhia 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 Companhia ou da Garantidora;
- (c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Companhia e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Companhia;
- (d) realização de redução de capital social da Companhia e/ou da Garantidora, após a data de assinatura da Escritura de Emissão, sem que haja anuência prévia dos titulares das Debêntures, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;
- (e) proposta pela Companhia 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 Companhia 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 Companhia ou pela Garantidora;
- (f) protesto legítimo de títulos contra a Companhia, suas subsidiárias e/ou a Garantidora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00

18.12 - Outras informações relevantes

(cinquenta milhões de reais), no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Companhia, 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 Companhia e/ou pela Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na escritura de emissão de Debêntures ("Escritura de Emissão"), não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Companhia e/ou pela Garantidora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo agente fiduciário da Emissão;

(h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Companhia, suas subsidiárias e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Companhia, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora no prazo de 30 (trinta) dias corridos;

(i) não pagamento pela Companhia 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 Companhia e/ou pela Garantidora caso a Companhia e/ou a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão;

(k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Companhia e/ou a Garantidora em valor individual ou agregado, igual ou superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento;

(l) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos, dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão verificados pelo agente fiduciário da Emissão, 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 da Emissão em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das demonstrações financeiras da Garantidora, relativas ao respectivo semestre ("Índices Financeiros"): (i) relação entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil da Garantidora e o EBITDA da Garantidora dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações swaps, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou bonds ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Garantidora, estando excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp ("Funcesp"); e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization) da Garantidora, (1) o lucro da Garantidora antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota Explicativa das demonstrações financeiras da Garantidora (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões), será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA da Garantidora, de acordo com a definição do item (1) acima, o(s)

18.12 - Outras informações relevantes

EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); e (ii) relação entre EBITDA da Garantidora e Resultado Financeiro da Garantidora, maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Garantidora, a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à Funcesp, bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa e, por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Garantidora, mas apenas registro contábil. Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) acima, a Garantidora deverá (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM, e (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo de tais números, devidamente auditado por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas na Escritura de Emissão;

(m) transformação da Companhia ou da Garantidora em sociedade limitada; (n) perda, não renovação ou cassação, por qualquer motivo, das concessões de uma ou mais subsidiárias da Garantidora detidas na Data de Emissão, excetuada a hipótese de não renovação de concessão pela (i) Companhia Força e Luz Santa Cruz; (ii) Companhia Leste Paulista de Energia; (iii) Companhia Sul Paulista de Energia; (iv) Companhia Luz e Força de Mococa; e (v) Companhia Jaguari de Energia. Os valores mencionados nas alíneas (a), (f) e (k) deste item serão corrigidos, a partir da Data de Emissão, pela variação acumulada do Índice Geral de Preços ao Mercado – IGP-M, calculado pela Fundação Getúlio Vargas; e (s) Delegação de Poderes à Diretoria da Companhia: fica a Diretoria da Companhia autorizada a (i) contratar uma ou mais instituições financeiras autorizadas a operar no mercado de capitais para a distribuição pública com esforços restritos de colocação das Debêntures; (ii) contratar o agente fiduciário, o banco mandatário e escriturador; e (iii) celebrar a Escritura de Emissão das Debêntures e o contrato de distribuição pública com esforços restritos de colocação das Debêntures, sob o regime de garantia firme, bem como praticar todos os atos necessários à realização da Emissão.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:

Os Debenturistas poderão, a qualquer tempo, reunir-se em assembleia geral, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos Debenturistas.

A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação ou pela CVM.

Aplicar-se-á à Assembleia Geral de Debenturistas, no que couber, o disposto na Lei das Sociedades por Ações a respeito das assembleias gerais de acionistas.

18.12 - Outras informações relevantes

A Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de titulares de Debêntures que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, com qualquer número.

Cada Debênture conferirá a seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, sendo admitida a constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

Para efeito da constituição do quorum de instalação e/ou deliberação a que se refere esta Cláusula Sétima, serão consideradas "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures em circulação no mercado, excluídas as Debêntures que a Emissora possuir em tesouraria, ou que sejam de propriedade de seus controladores (inclusive da Garantidora) ou de qualquer de suas controladas ou coligadas, bem como dos respectivos diretores ou conselheiros e respectivos cônjuges. Para efeitos de quorum de deliberação não serão computados, ainda, os votos em branco.

Será facultada a presença dos representantes legais da Emissora e da Garantidora nas Assembleias Gerais de Debenturistas, exceto quando formalmente solicitado pelo Agente Fiduciário, hipótese em que será obrigatória.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos Debenturistas as informações que lhe forem solicitadas.

A presidência da Assembleia Geral de Debenturistas caberá ao debenturista eleito pelos demais Debenturistas ou àquele que for designado pela CVM.

Exceto conforme estabelecido na Escritura de Emissão, as deliberações serão tomadas por Debenturistas que representem 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, inclusive: (i) com relação a alterações nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão que não apresentem outro quorum específico; (ii) alteração e/ou renúncia a qualquer das hipóteses de vencimento antecipado estabelecidas no item 4.13 da Escritura; (iii) modificação dos quoruns de deliberação estabelecidos na Cláusula Sétima da Escritura; (iv) alteração das obrigações adicionais da Emissora estabelecidas na Cláusula Quinta da Escritura; (v) alteração das obrigações do Agente Fiduciário, estabelecidas na Cláusula Sexta da Escritura; e/ou (vi) alterações nos procedimentos aplicáveis às Assembleias Gerais de Debenturistas, estabelecidas na Cláusula Sétima da Escritura.

As seguintes deliberações relativas às características das Debêntures, que poderão ser propostas exclusivamente pela Emissora, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) a Remuneração das Debêntures; (ii) a Data de Pagamento da Remuneração; (iii) o prazo de vencimento das Debêntures; (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures; e/ou (v) a alteração, substituição ou o reforço das garantias.

As deliberações tomadas pelos Debenturistas em Assembleias Gerais de Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quoruns estabelecidos na Escritura de Emissão, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora e obrigarão a todos os titulares de Debêntures em Circulação, independentemente de terem comparecido à Assembleia Geral de Debenturistas ou do voto proferido nas respectivas Assembleias Gerais de Debenturistas.

Independentemente das formalidades previstas na Lei das Sociedades por Ações e na Escritura de Emissão serão consideradas regulares as deliberações tomadas pelos Debenturistas em Assembleia Geral de Debenturistas a que comparecerem os titulares de todas as Debêntures em Circulação.

18.12 - Outras informações relevantes

Hipótese e cálculo do valor de resgate

A partir do 24º (vigésimo quarto) mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total ou parcial das Debêntures ("Resgate Antecipado"). O Resgate Antecipado será operacionalizado da seguinte forma:

(i) por meio de comunicação enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário e aos Debenturistas com antecedência de 10 (dez) dias úteis da data prevista para o Resgate Antecipado ("Comunicação de Resgate Antecipado"), a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (a) se o resgate será total ou parcial e, se for parcial, a adoção do critério de sorteio, nos termos do parágrafo 2º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações, a ser coordenado pelo Agente Fiduciário, (b) a data prevista para o efetivo resgate das Debêntures e o efetivo pagamento aos Debenturistas; (c) o Preço de Resgate, conforme abaixo definido; e (d) as demais informações consideradas relevantes pela Emissora para conhecimento dos Debenturistas;

(iii) o valor a ser pago aos Debenturistas a título de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário não amortizado, acrescido da Remuneração devida e ainda não paga até a data de Resgate Antecipado, calculada nos termos do item 4.9 da Escritura de Emissão, devendo ainda incidir sobre este valor, prêmio a ser calculado de acordo com a seguinte fórmula ("Prêmio de Resgate"):

Prêmio de Resgate = $P \times PU$

Onde:

$P = DD \times 0,50\%$, flat; e

DT

PU = Valor Nominal Unitário das Debêntures (já descontadas eventuais amortizações do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação ocorridas na forma do item 4.8 da Escritura de Emissão, inclusive na data do Resgate Antecipado), acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão ou Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento do Resgate Antecipado.

Onde:

DD Dias a decorrer entre a data de resgate da operação e a data de vencimento da operação;

DT Dias a decorrer entre a primeira data possível de resgate e a data de vencimento da operação.

(iii) o pagamento do Prêmio de Resgate deverá ser realizado de acordo com o disposto no item 4.17 da Escritura e Emissão, sendo certo que todas as Debêntures objeto do resgate serão liquidadas em uma única data e canceladas pela Emissora.

Para as Debêntures custodiadas eletronicamente no SND, a operacionalização do resgate seguirá os procedimentos adotados pela CETIP, a qual deverá ser notificada pela Emissora e pelo Agente Fiduciário, com antecedência mínima de 2 (dois) dias úteis de sua realização. Adicionalmente, a Comunicação de Resgate deverá ser enviada ao Banco Liquidante, com antecedência mínima de 1 (um) dia útil da data do Resgate Antecipado.

Os valores relativos ao Prêmio de Resgate serão devidos aos respectivos Debenturistas e serão pagos simultaneamente ao pagamento do Resgate Antecipado.

Para as Debêntures custodiadas eletronicamente pela CETIP, o Resgate Antecipado parcial deverá ocorrer por meio de "operação de compra e venda definitiva no mercado secundário", sendo que todas as etapas

18.12 - Outras informações relevantes

desse processo, tais como habilitação dos Debenturistas, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e validação das quantidades de Debêntures a serem resgatadas serão realizadas fora do âmbito da CETIP, observado que, caso a CETIP venha a implementar outra funcionalidade para operacionalização do resgate parcial, não haverá a necessidade de aditamento à Escritura de Emissão ou qualquer outra formalidade.

7ª emissão da CPFL Paulista

Hipótese e cálculo do valor de resgate

A partir do 37º (trigésimo sétimo) mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total ou parcial das Debêntures ("Resgate Antecipado"). O Resgate Antecipado será operacionalizado da seguinte forma:

(i) por meio de comunicação enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário e aos Debenturistas com antecedência de 10 (dez) dias úteis da data prevista para o Resgate Antecipado ("Comunicação de Resgate Antecipado"), a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (a) se o resgate será total ou parcial e, se for parcial, a adoção do critério de sorteio, nos termos do parágrafo 2º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações, a ser coordenado pelo Agente Fiduciário, sendo que todas as etapas desse processo, tais como habilitação dos Debenturistas, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e validação das quantidades de Debêntures a serem resgatadas serão realizadas fora do âmbito da CETIP, (b) a data prevista para o efetivo resgate das Debêntures e o efetivo pagamento aos Debenturistas; (c) o Preço de Resgate, conforme abaixo definido; e (d) as demais informações consideradas relevantes pela Emissora para conhecimento dos Debenturistas;

(ii) o valor a ser pago aos Debenturistas a título de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário não amortizado, acrescido da Remuneração devida e ainda não paga até a data de Resgate Antecipado, calculada nos termos do item 4.9 da Escritura de Emissão, devendo ainda incidir sobre este valor, prêmio a ser calculado de acordo com a seguinte fórmula ("Prêmio de Resgate"):

$$\text{Prêmio de Resgate} = P \times \text{PU}$$

Onde:

$$P = \text{DD} \times 0,50\%, \text{ flat; e}$$

DT

PU = Valor Nominal Unitário das Debêntures (já descontadas eventuais amortizações do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação ocorridas na forma do item 4.8 da Escritura de Emissão, inclusive na data do Resgate Antecipado), acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão ou Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento do Resgate Antecipado.

Onde:

DD Dias a decorrer entre a data de resgate da operação e a data de vencimento da operação;

DT Dias a decorrer entre a primeira data possível de resgate e a data de vencimento da operação.

(iii) o pagamento do Prêmio de Resgate deverá ser realizado de acordo com o disposto no item 4.17 da Escritura e Emissão, sendo certo que todas as Debêntures objeto do resgate serão liquidadas em uma única data e canceladas pela Emissora.

18.12 - Outras informações relevantes

Para as Debêntures custodiadas eletronicamente no CETIP21, a operacionalização do resgate seguirá os procedimentos adotados pela CETIP, a qual deverá ser notificada pela Emissora e pelo Agente Fiduciário, com antecedência mínima de 2 (dois) dias úteis de sua realização. Adicionalmente, a Comunicação de Resgate deverá ser enviada ao Banco Liquidante, com antecedência mínima de 1 (um) dia útil da data do Resgate Antecipado.

Os valores relativos ao Prêmio de Resgate serão devidos aos respectivos Debenturistas e serão pagos simultaneamente ao pagamento do Resgate Antecipado.

Condições de vencimento antecipado:

Observado o disposto nos itens abaixo, as Debêntures e todas as obrigações constantes da Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Data de Emissão, ou da data do último pagamento da Remuneração, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, a partir de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial na ocorrência das seguintes hipóteses:

- (a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora e/ou da Garantidora ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;
- (b) alteração do atual controle da Emissora ou da Garantidora sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora ou Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação, ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Emissora;
- (c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Emissora;
- (d) realização de redução de capital social da Emissora e/ou da Garantidora, após a data de assinatura desta Escritura de Emissão, sem que haja anuência prévia dos 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;

18.12 - Outras informações relevantes

- (f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora, suas subsidiárias, e/ou Garantidora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo IGP-M, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi cancelado; ou (iii) foram prestadas garantias em juízo;
- (g) falta de cumprimento pela Emissora e/ou pela Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na presente Escritura de Emissão não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Emissora e/ou pela Garantidora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;
- (h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora, suas subsidiárias, e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Emissora, suas subsidiárias, e/ou pela Garantidora no prazo de 30 (trinta) dias corridos;
- (i) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas previstas nesta Escritura de Emissão;
- (j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou pela Garantidora caso a Emissora e/ou a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas nesta Escritura de Emissão;
- (k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou a Garantidora em valor individual ou agregado, igual ou superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento;
- (l) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos, dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão acompanhados pelo Agente Fiduciário, com base em demonstrativo elaborado pela Garantidora ao final de cada semestre do ano civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo, devendo tal demonstrativo ser entregue ao Agente Fiduciário em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das demonstrações financeiras da Garantidora, relativas ao respectivo semestre (“Índices Financeiros”):
- (i) relação entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil da Garantidora e o EBITDA da Garantidora dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como “Dívida Líquida” a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações swaps, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou bonds ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Garantidora, estando excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp (“Funcesp”) e considera-se como “EBITDA” (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization) da Garantidora, (1) o lucro da Garantidora antes de

18.12 - Outras informações relevantes

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”); e

(ii) relação entre EBITDA da Garantidora e Resultado Financeiro da Garantidora, maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como “Resultado Financeiro” da Garantidora, a diferença entre receitas e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à Funcesp, bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa, e por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Garantidora, mas apenas registro contábil.

Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) acima, a Garantidora deverá (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM, e (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo de tais números, devidamente auditado por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas nesta Escritura de Emissão; e

(m) transformação da Emissora ou da Garantidora em sociedade limitada.

As referências a “controle” encontradas na Cláusula Quarta da Escritura de Emissão 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), (h), (i) e (k) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins da Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, após o final do prazo de 30 (trinta) dias corridos ou, especificamente para o item (i), o prazo de 2 (dois) dias, 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) 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 da Escritura de Emissão; e (ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (j) e/ou (l) 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.

18.12 - Outras informações relevantes

A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (k) e/ou (m) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta ao respectivo Debenturista, ficando o vencimento condicionado à entrega de notificação nesse sentido, pelo Agente Fiduciário à Emissora e à Garantidora. Na ocorrência dos demais eventos previstos no item 4.13.5 da Escritura de Emissão, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 05 (cinco) dias úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas, para deliberar sobre o eventual Vencimento Antecipado das Debêntures. A Assembleia Geral de Debenturistas a que se refere este item deverá ser realizada no prazo de 15 (quinze) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, na hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro dia útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas nos termos da primeira convocação.

Na Assembleia Geral de Debenturistas mencionada no item 4.13.1 da Escritura de Emissão, que será instalada de acordo com os procedimentos e quorum previsto na Cláusula Sétima desta Escritura de Emissão, os Debenturistas poderão optar, desde que por deliberação de titulares que representem, no mínimo, 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures.

A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturistas por falta de quorum será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas em não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures.

Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação, acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) dias úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário ou pelos Debenturistas à Emissora por meio de carta protocolizada no endereço constante da Cláusula Nona desta Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios previstos no item 4.14 da Escritura de Emissão.

A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP sobre o pagamento de que trata o item 4.13.8. da Escritura de Emissão, com, no mínimo, 2 (dois) dias úteis de antecedência.

Condições para alteração dos direitos assegurados

Os Debenturistas poderão, a qualquer tempo, reunir-se em assembleia geral, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos Debenturistas.

A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação ou pela CVM.

Aplicar-se-á à Assembleia Geral de Debenturistas, no que couber, o disposto na Lei das Sociedades por Ações a respeito das assembleias gerais de acionistas.

18.12 - Outras informações relevantes

A Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de titulares de Debêntures que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, com qualquer número.

Cada Debênture conferirá a seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, sendo admitida a constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

Para efeito da constituição do quorum de instalação e/ou deliberação a que se refere esta Cláusula Sétima, serão consideradas "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures em circulação no mercado, excluídas as Debêntures que a Emissora possuir em tesouraria, ou que sejam de propriedade de seus controladores (inclusive da Garantidora) ou de qualquer de suas controladas ou coligadas, bem como dos respectivos diretores ou conselheiros e respectivos cônjuges. Para efeitos de quorum de deliberação não serão computados, ainda, os votos em branco.

Será facultada a presença dos representantes legais da Emissora e da Garantidora nas Assembleias Gerais de Debenturistas, exceto quando formalmente solicitado pelo Agente Fiduciário, hipótese em que será obrigatória.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos Debenturistas as informações que lhe forem solicitadas.

A presidência da Assembleia Geral de Debenturistas caberá ao debenturista eleito pelos demais Debenturistas ou àquele que for designado pela CVM.

Exceto conforme estabelecido na Escritura de Emissão, as deliberações serão tomadas por Debenturistas que representem 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, inclusive: (i) com relação a alterações nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão que não apresentem outro quorum específico; (ii) alteração, perdão e/ou renúncia temporária a qualquer das hipóteses de vencimento antecipado estabelecidas no item 4.13 da Escritura de Emissão; (iii) modificação dos quoruns de deliberação estabelecidos na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão; (iv) alteração das obrigações adicionais da Emissora estabelecidas na Cláusula Quinta da Escritura de Emissão; (v) alteração das obrigações do Agente Fiduciário, estabelecidas na Cláusula Sexta da Escritura de Emissão; e/ou (vi) alterações nos procedimentos aplicáveis às Assembleias Gerais de Debenturistas, estabelecidas na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão.

As seguintes deliberações relativas às características das Debêntures, que poderão ser propostas exclusivamente pela Emissora, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) a Remuneração das Debêntures; (ii) a Data de Pagamento da Remuneração; (iii) o prazo de vencimento das Debêntures; (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures; e/ou (v) a alteração, substituição ou o reforço das garantias.

As deliberações tomadas pelos Debenturistas em Assembleias Gerais de Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quoruns estabelecidos na Escritura de Emissão, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora e obrigarão a todos os titulares de Debêntures em Circulação, independentemente de terem comparecido à Assembleia Geral de Debenturistas ou do voto proferido nas respectivas Assembleias Gerais de Debenturistas.

Independentemente das formalidades previstas na Lei das Sociedades por Ações e na Escritura de Emissão serão consideradas regulares as deliberações tomadas pelos Debenturistas em Assembleia Geral de Debenturistas a que comparecerem os titulares de todas as Debêntures em Circulação

18.12 - Outras informações relevantes

- Em fevereiro de 2017, antecipamos duas parcelas referentes ao pagamento das debentures da 6ª emissão, restando apenas uma parcela a ser paga em julho de 2019.

19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria

19.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.
--

A Companhia possui 1 (uma) ação preferencial em tesouraria.

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

20.2 - Outras informações relevantes

20.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

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 da Diretoria Executiva, Assessores da Diretoria e Gerentes de Departamento e Divisão; (ii) 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; (iii) demais pessoas as quais, em decorrência de sua função, cargo, posição ou relacionamento com a Companhia e/ou Acionistas Controladores, tenham acesso a Ato ou Fato Relevante; e (iv) 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 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 da CPFL Energia é o responsável pelo acompanhamento e execução da Política de Negociação, competindo-lhe o dever de informar às Pessoas Vinculadas e aos órgãos públicos competentes sobre os períodos de vedação a negociação de Valores Mobiliários. O Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia deverá fazer com que as Pessoas Vinculadas que sejam colaboradores da Companhia e de suas sociedades controladas firmem o Termo de Adesão a esta Política de Negociação, conforme modelo constante do Anexo I da Política de Negociação da Companhia, de forma a documentar a adesão aos seus termos. As Pessoas Vinculadas que tenham acesso a informações privilegiadas têm o dever de guardar sigilo até a divulgação de tais informações por meio de Comunicação de Ato ou Fato Relevante feita pela Companhia nos termos da regulamentação aplicável, e de zelar para que seus subordinados hierárquicos e terceiros com quem mantenham contato que tenham tido acesso a informações privilegiadas também o façam. As Pessoas Vinculadas deverão informar a espécie, a classe e a quantidade de Valores Mobiliários de que são titulares, bem como quaisquer alterações nessas posições. A comunicação deverá ser encaminhada ao Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia 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

20.2 - Outras informações relevantes

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 da CPFL Energia, 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 da CPFL Energia e, quando for o caso, encaminhados para o Conselho de Administração da CPFL Energia para serem aprovados.

21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações**21. Política de divulgação de informações**

21.1. Descrever normas, regimentos ou procedimentos internos adotados pelo emissor para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva.

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

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.

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

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.

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

21.4 - Outras informações relevantes

21.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Não há outras informações sobre políticas de divulgação que não tenham sido abrangidas anteriormente.
