

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	13
3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas	14
3.7 - Nível de endividamento	15
3.8 - Obrigações	16
3.9 - Outras informações relevantes	17

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco	18
4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado	27
4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes	31
4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores	37
4.5 - Processos sigilosos relevantes	38
4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto	39
4.7 - Outras contingências relevantes	41
4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados	42

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Política de gerenciamento de riscos	43
5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado	47
5.3 - Descrição dos controles internos	50
5.4 - Alterações significativas	51
5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	52

6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM	53
6.3 - Breve histórico	54
6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial	57
6.6 - Outras informações relevantes	58

7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas	59
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais	66
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais	67
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total	69
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades	70
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior	71
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades	72
7.8 - Políticas socioambientais	73
7.9 - Outras informações relevantes	74

8. Negócios extraordinários

8.1 - Negócios extraordinários	89
8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor	90
8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais	91
8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	92

Índice

9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros	93
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados	94
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis	95
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.c - Participações em sociedades	96
9.2 - Outras informações relevantes	97

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais	98
10.2 - Resultado operacional e financeiro	129
10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras	138
10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor	139
10.5 - Políticas contábeis críticas	142
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras	143
10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras	144
10.8 - Plano de Negócios	145
10.9 - Outros fatores com influência relevante	147

11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas	148
11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas	149

12. Assembleia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa	150
12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais	153
12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração	154
12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem	155
12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal	156
12.7/8 - Composição dos comitês	160
12.9 - Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o 2º grau relacionadas a administradores do emissor, controladas e controladores	161

Índice

12.10 - Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle entre administradores e controladas, controladores e outros	162
12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores	163
12.12 - Práticas de Governança Corporativa	164
12.13 - Outras informações relevantes	165

13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária	166
13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	167
13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	171
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária	172
13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	173
13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária	174
13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	175
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	176
13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão	177
13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários	178
13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal	179
13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria	180
13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores	181
13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam	182
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	183
13.16 - Outras informações relevantes	185

14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos	186
14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos	187

Índice

14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados	188
14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos	189
14.5 - Outras informações relevantes	190
15. Controle e grupo econômico	
15.1 / 15.2 - Posição acionária	191
15.3 - Distribuição de capital	201
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	202
15.5 - Acordo de acionistas arquivado na sede do emissor ou do qual o controlador seja parte	205
15.6 - Alterações relevantes nas participações dos membros do grupo de controle e administradores do emissor	206
15.7 - Principais operações societárias	207
15.8 - Outras informações relevantes	210
16. Transações partes relacionadas	
16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas	211
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas	212
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	222
16.4 - Outras informações relevantes	224
17. Capital social	
17.1 - Informações sobre o capital social	225
17.2 - Aumentos do capital social	226
17.3 - Informações sobre desdobramentos, grupamentos e bonificações de ações	227
17.4 - Informações sobre reduções do capital social	228
17.5 - Outras informações relevantes	229
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	230
18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto	231

Índice

18.4 - Volume de negociações e maiores e menores cotações dos valores mobiliários negociados	232
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	233
18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação	234
18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros	235
18.8 - Títulos emitidos no exterior	236
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	237
18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios	238
18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros	239
18.12 - Outras informações relevantes	240
19. Planos de recompra/tesouraria	
19.1 - Informações sobre planos de recompra de ações do emissor	245
19.2 - Movimentação dos valores mobiliários mantidos em tesouraria	246
19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria	247
20. Política de negociação	
20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários	248
20.2 - Outras informações relevantes	249
21. Política de divulgação	
21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações	251
21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas	252
21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações	253
21.4 - Outras informações relevantes	254

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

Gustavo Estrella

Cargo do responsável

Diretor de Relações com Investidores

Nome do responsável pelo conteúdo do formulário

José Carlos Saciloto Tadiello

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

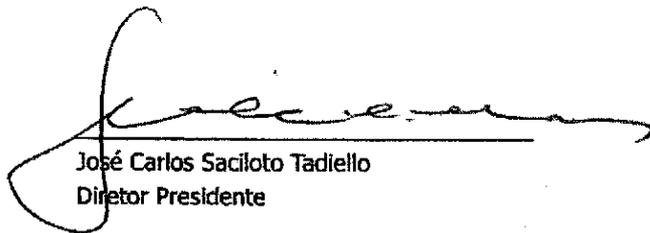
1. Identificação das pessoas responsáveis pelo conteúdo do formulário

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 RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia") atesta que:

- (a) reviu o formulário de referência;
- (b) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos artigos 14 a 19; e
- (c) o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da RGE Sul e dos riscos inerentes às atividades da Companhia e dos valores mobiliários por ela emitidos

Data: 10/08/2017



José Carlos Saciloto Tadiello
Diretor Presidente

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

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

- (a) reviu o formulário de referência;
- (b) todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos artigos 14 a 19; e
- (c) o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira da RGE Sul e dos riscos inerentes às atividades da Companhia e dos valores mobiliários por ela 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	418-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	KPMG Auditores Independentes
CPF/CNPJ	57.755.217/0001-29
Período de prestação de serviço	01/01/2012 a 31/03/2015
Descrição do serviço contratado	Descrição dos serviços prestados em 2014: a) Auditoria das demonstrações contábeis anuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) e revisões das informações trimestrais (ITRs), preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil; b) Auditoria de procedimentos previamente acordados dos Custos Variáveis da Parcela A (CVA) de acordo com a NBC-TSC-4400 - Trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados sobre Informações Contábeis e procedimentos estabelecidos pela ANEEL; c) Auditoria de procedimentos previamente acordados das Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR) de acordo com a NBC-TSC-4400 - Trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados sobre Informações Contábeis e procedimentos estabelecidos pela ANEEL; d) Auditoria de procedimentos previamente acordados do Relatório de Controle Patrimonial (RCP) de acordo com a NBC-TSC-4400 - Trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados sobre Informações Contábeis e procedimentos estabelecidos pela ANEEL; e) Asseguração limitada (verificação independente) sobre as informações de sustentabilidade da Companhia.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	Não houve remuneração para o fornecedor KPMG Auditores Independentes, referente aos serviços de auditoria das demonstrações financeiras no exercício de 2016.
Justificativa da substituição	Rodízio de auditores independentes determinado pelo artigo 31 da instrução CVM nº 308, de 14 de maio de 1999.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Wladimir Omiechuck	01/01/2012 a 31/03/2015	315.757.570-87	Rua Dr. Renato Paes de Barros, 33, Itaim Bibi, SAO PAULO, SP, Brasil, CEP 04530-904, Telefone (51) 33036001, Fax (51) 33036001, e-mail: womiechuck@kpmg.com.br

Possui auditor?	SIM
Código CVM	471-5
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Ernst & Young Auditores Independentes S.S.
CPF/CNPJ	61.366.936/0001-25
Período de prestação de serviço	01/04/2015
Descrição do serviço contratado	<p>Emissão de parecer de auditoria das demonstrações financeiras anuais e revisão das informações trimestrais da Companhia de 31/03/2017, 30/06/2017 e 30/09/2017 da Companhia, e Auditoria Contábil e Financeira relativa ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017.</p> <p>Emissão de parecer de auditoria das demonstrações financeiras anuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) e revisão das informações trimestrais da Companhia de 31/03/2016, 30/06/2016 e 30/09/2016, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil; Auditoria Contábil e Financeira relativa ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2016; auditoria de procedimentos previamente acordados das Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR) de acordo com a NBC-TSC-4400; trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados sobre Informações Contábeis e procedimentos estabelecidos pela ANEEL; asseguração sobre o cumprimento de convenants financeiros; Elaboração dos procedimentos previamente acordados dos Custos Variáveis da Parcela A (CVA) de acordo com a NBC-TSC-4400; asseguração limitada (verificação independente) sobre as informações de sustentabilidade da Companhia. Emissão de parecer de auditoria das demonstrações financeiras anuais e revisão das informações trimestrais da Companhia de 31/03/2015, 30/06/2015 e 30/09/2015 da Companhia, e Auditoria Contábil e Financeira relativa ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015.</p>
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	A remuneração total faturada à Ernst & Young no exercício de 2016 foi de R\$ 1.011 mil, dos quais os valores de (i) R\$ 879 mil referem-se ao serviço de auditoria das demonstrações financeiras e revisão das informações intermediárias de acordo com as práticas contábeis brasileiras e em USGAAP; (ii) R\$ 20 mil referem-se à auditoria das demonstrações contábeis regulatórias; (iii) R\$ 27 mil referem-se à asseguração sobre cumprimento de covenants financeiros e (iv) R\$ 85 mil referem-se a procedimentos previamente acordados.
Justificativa da substituição	Não aplicável, uma vez que não houve substituição dos auditores.
Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor	Não aplicável, uma vez que não houve substituição dos auditores.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Americo F. Ferreira Neto	04/04/2016	045.379.898-58	Rua Mostardeiro, 322, 10 andar, Moinho de Vento, Porto Alegre, RS, Brasil, CEP 90430-000, Telefone (51) 32045500, Fax (51) 32045559, e-mail: americo.f.neto@br.ey.com

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 Companhia; e (ii) a competência do Conselho Fiscal da CPFL Energia para recomendar 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 Ernst & Young iniciou suas atividades a partir da revisão das informações trimestrais (ITRs) do primeiro trimestre de 2015.

Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que Ernst & Young 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 Ernst & Young, prestou além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços relacionados à auditoria:

Natureza	Data do contrato	Duração	Valor	Percentual do total do contrato de auditoria
Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR)	04/04/2016	Ano calendário 2016	20.000,00	13%
Revisão do Relatório de Controle Patrimonial (RCP)	04/04/2016	Ano calendário 2016	20.000,00	13%
			40.000,00	26%

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 Ernst & Young.

Em atendimento ao prazo mínimo de três anos previsto no Artigo 31 da Instrução CVM nº 308/99 para recontração de auditores independentes, efetuou a mudança de seus auditores para a KPMG Auditores Independentes ("KPMG") a partir da revisão das informações intermediárias (ITRs) do primeiro trimestre de 2018, com o intuito de alinhar a prestação do serviço de auditoria independente com o mesmo auditor da sua controladora direta CPFL Energia S.A., bem como das demais empresas do Grupo CPFL.

Em atendimento à determinação da ANEEL, a Ernst & Young realizou trabalhos de auditoria até publicação das Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR) ocorrida em 27 de abril de 2018.

3.1 - Informações Financeiras - Consolidado

(Reais)**Últ. Inf. Contábil (30/06/2017)****Exercício social (31/12/2016)****Exercício social (31/12/2015)****Exercício social (31/12/2014)**

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, expressos em R\$ mil, foram R\$ 137.452, R\$ 153.977, R\$ 258.362 e R\$ 401.435 no 1º semestre de 2017, e exercícios findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 respectivamente.

Os montantes de Endividamento Bruto, expressos em R\$ mil, foram R\$ 1.166.106, R\$ 1.180.848, R\$ 1.402.849 e R\$ 1.298.997 em 30 de junho de 2017, em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 respectivamente.

Os montantes de Endividamento Líquido, expressos em R\$ mil, foram R\$ 1.018.268, R\$ 1.034.923, R\$ 1.322.310 e R\$ 1.089.648 em 30 de junho de 2017, em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 respectivamente.

(b) fazer as conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas (em R\$ Mil);

	Nos períodos de seis meses findos em 30 de junho de		No exercício social findo em 31 de dezembro		
	2017	2016	2016	2015(*)	2014 (*)
Lucro/(Prejuízo) líquido contábil	(741)	(8.878)	(403.966)	(4.922)	210.822
(+/-) Impostos de renda e contribuição social	5.514	(4.193)	220.248	(219)	100.556
Resultado financeiro	59.821	64.761	197.589	131.847	(38.192)
Amortização	72.858	69.354	140.106	131.656	128.249
EBITDA	137.452	121.044	153.977	258.362	401.435

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

	Em 31 de dezembro de			
	30/06/2017	2016	2015	2014
Empréstimos, financiamentos e encargos (circulante e não circulante)	57.460	67.028	125.016	996.603
Debêntures e encargos (circulante e não circulante)	1.108.646	1.113.820	1.277.833	302.394
Endividamento bruto	1.166.106	1.180.848	1.402.849	1.298.997
Caixa, Equivalentes de Caixa e Investimentos de curto prazo	147.838	145.925	80.539	209.349
Endividamento líquido	1.018.268	1.034.923	1.322.310	1.089.648

(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.

3.2 - Medições não contábeis

A administração da Companhia entende que o EBITDA é um indicador interessante para analisar o desempenho econômico operacional da Companhia em função de não ser afetado por (i) flutuações nas taxas de juros, (ii) alterações da carga tributária do imposto de renda e da contribuição social, bem como (iii) pelos níveis de 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 e como os de empréstimos e financiamentos constituem-se de dívidas financeiras, com características semelhantes entre si; e (ii) as operações de derivativos são majoritariamente contratadas para proteção cambial e de juros dessas mesmas operações, de forma que os valores devem ser analisados em conjunto. Ademais, os conceitos de Endividamento Bruto e de Endividamento Líquido são utilizados com frequência para o estabelecimento de cláusulas restritivas financeiras de contratos de empréstimos, financiamentos e de debêntures.

3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

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

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 da reserva de ajuste do ativo financeiro da concessão, com o ganho ou perda da variação da expectativa de fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão.</p> <p>(d) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p>	<p>Cabe à assembleia geral da Companhia deliberar sobre retenção de lucros nos termos da legislação aplicável e do estatuto social. O estatuto social da Companhia prevê a possibilidade de destinação de até 75% (setenta e cinco por cento) do lucro líquido ajustado a uma reserva especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia, cujo saldo, em conjunto com as demais reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015 não houve novas destinações para reserva estatutária.</p>	<p>Cabe à assembleia geral da Companhia deliberar sobre retenção de lucros nos termos da legislação aplicável e do estatuto social. O estatuto social da Companhia prevê a possibilidade de destinação de até 75% (setenta e cinco por cento) do lucro líquido ajustado a uma reserva especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia, cujo saldo, em conjunto com as demais reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014 não houve novas destinações para reserva estatutária.</p>
a.1) Valores das Retenções de Lucros	<p>Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 28 de abril de 2017, foi aprovada a absorção de prejuízos do exercício findo em 31 de dezembro de 2016 no valor de R\$ 404 milhões por meio de reversão da parcela de reserva de lucros e de R\$ 2 milhões por meio da reversão da parcela de reserva de capital da Companhia.</p>	<p>Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 28 de abril de 2016, foi aprovada a absorção de prejuízos do exercício findo em 31 de dezembro de 2015 no valor de R\$ 4,9 milhões, por meio de reversão da parcela de reserva de lucros da Companhia.</p>	<p>Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 23 de abril de 2015, foi aprovada: (a) a retenção de lucros auferidos no exercício findo em 31 de dezembro de 2014 no valor de R\$ 25 milhões destinados à formação da reserva estatutária referida acima; (b) a distribuição como dividendo adicional ao mínimo obrigatório no montante de R\$125 milhões; (c) a distribuição, a título de dividendo obrigatório no montante de R\$50 milhões; e (d) a constituição da reserva legal no montante de R\$10 milhões.</p>
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>		

3.4 - Política de destinação dos resultados

	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2014
	<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 de "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>As regras sobre a periodicidade da distribuição de dividendos apresentadas referem-se aos três exercícios sociais.</p>		
d) 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 alguns empréstimos, mais especificamente empréstimos obtidos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social - BNDES. A regra geral versa que a Companhia pode distribuir dividendos se atendidas (i) integralmente as obrigações restritivas estabelecidas no contrato; (ii) e à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Exemplos destes parâmetros podem ser: endividamento financeiro líquido dividido pelo EBITDA e endividamento financeiro líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o patrimônio líquido, entre outros. As regras sobre restrições de 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	2.387.664.000,00	Índice de Endividamento	1,68040150	
31/12/2016	2.373.932.000,00	Índice de Endividamento	1,66986628	

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
Empréstimo	Quirografárias		19.541.000,00	20.935.000,00	15.482.000,00	1.502.000,00	57.460.000,00
Títulos de dívida	Quirografárias		19.721.000,00	538.925.000,00	550.000.000,00	0,00	1.108.646.000,00
Total			39.262.000,00	559.860.000,00	565.482.000,00	1.502.000,00	1.166.106.000,00

Observação

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:
 Garantias reais: referem-se a recebíveis, vinculação de receitas, direitos creditórios, vinculação de bens próprios, alienação fiduciária, cessão fiduciária e penhor de quotas;
 Garantias flutuantes: são aquelas que asseguram privilégio geral sobre o ativo da Companhia, mas não impedem a negociação dos bens que compõem esse ativo. A Companhia não possui obrigações com esta categoria de garantias;
 Quirografárias: contemplam também as garantias fidejussórias que são as fianças e avais corporativos dados pela controladora, assim como os demais passivos sem garantia específica.

Os montantes de Empréstimos com garantias quirografárias, referem-se essencialmente aos montantes apresentados como Empréstimos e Financiamentos nas Demonstrações Financeiras.
 Os montantes de Título de dívidas com garantias quirografárias, referem-se essencialmente aos montantes apresentados como Debêntures nas Demonstrações Financeiras.

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
Empréstimo	Quirografárias		19.848.000,00	28.991.000,00	16.526.000,00	1.663.000,00	67.028.000,00
Títulos de dívida	Quirografárias		27.447.000,00	539.053.000,00	547.320.000,00	0,00	1.113.820.000,00
Total			47.295.000,00	568.044.000,00	563.846.000,00	1.663.000,00	1.180.848.000,00

Observação

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:
 Garantias reais: referem-se a recebíveis, vinculação de receitas, direitos creditórios, vinculação de bens próprios, alienação fiduciária, cessão fiduciária e penhor de quotas;
 Garantias flutuantes: são aquelas que asseguram privilégio geral sobre o ativo da Companhia, mas não impedem a negociação dos bens que compõem esse ativo. A Companhia não possui obrigações com esta categoria de garantias;
 Quirografárias: contemplam também as garantias fidejussórias que são as fianças e avais corporativos dados pela controladora, assim como os demais passivos sem garantia específica.

Os montantes de Empréstimos com garantias quirografárias, referem-se essencialmente aos montantes apresentados como Empréstimos e Financiamentos nas Demonstrações Financeiras.
 Os montantes de Título de dívidas com garantias quirografárias, referem-se essencialmente aos montantes apresentados como Debêntures nas Demonstrações Financeiras.

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.

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

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 do que as nossas necessidades, de forma que venhamos a ser considerados responsáveis nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e da legislação aplicável, podemos ser forçados a 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 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.

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 por nós ser pleiteadas. As revisões extraordinárias podem tanto afetar negativamente os nossos resultados operacionais ou posição financeira, quanto compensar custos imprevisíveis (tais como tributos que afetem significativamente a nossa estrutura de custo).

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 da 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.

Atualmente estamos cumprindo todas as condições relevantes do nosso contrato de concessão. No entanto, não podemos garantir que não seremos penalizados pela ANEEL por descumprimentos do 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 da 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 da 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 de R\$ 1.166.106.000,00. 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 envolvem 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;
- 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 nossos negócios poderão ser afetados de forma adversa.

Nossa capacidade de concluir o programa de investimento depende de uma série de fatores, inclusive da nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas pelos nossos serviços, nosso acesso aos mercados de capitais nacionais e internacionais e uma variedade de contingências operacionais e regulatórias, dentre 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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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, a Companhia poderá ser responsabilizada por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios nos sistemas de distribuição, sempre que essas interrupções ou distúrbios não forem 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 as Distribuidoras; (ii) 28,6% para as Transmissoras; e (iii) 35,7% para as Geradoras. Tal proporção é estabelecida de acordo com o número de votos que cada concessionária tem nas assembleias gerais do ONS e, portanto, pode ser futuramente alterada.

Não podemos assegurar que as nossas apólices de seguro cobrirão integralmente as perdas e danos resultantes da prestação inadequada de serviços de energia, o que poderá causar um efeito relevante adverso em nossos resultados, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais, inclusive relativas às debêntures de nossa emissão.

Não emissão de carta conforto relativa às demonstrações financeiras referentes ao ano fiscal findo em 31 de dezembro de 2014 da Emissora

Os auditores independentes predecessores da Companhia não emitirão carta conforto e/ou manifestação escrita acerca da consistência das informações financeiras constantes nas demonstrações financeiras publicadas da Companhia no exercício fiscal findo em 2014, devido à reclassificação ocorrida no exercício fiscal findo em 2016, o que levou à apresentação das demonstrações financeiras relativas aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 devidamente reclassificadas. Por sua vez, as demonstrações financeiras relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2014 não foram reapresentadas para refletir essa reclassificação.

Para que fosse possível comparar as informações financeiras relativas aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2015 e 2016 com as informações financeiras relativas aos exercícios sociais findos em 31 de dezembro de 2014, a Companhia realizou a padronização, em seu formulário de referência e na Demonstrações Financeiras Padronizadas, de divulgação dos valores e números referentes ao ano fiscal findo em 31 de dezembro de 2014, como se tivessem sido reclassificados. Consequentemente, os auditores independentes da Companhia não se manifestaram sobre a consistência das informações financeiras da Companhia, constantes no Formulário de Referência para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2014, o que pode gerar ausência de conforto em relação às informações divulgadas no formulário de referência deste exercício fiscal.

Ainda, tendo em vista que não houve manifestação dos auditores independentes predecessores acerca da consistência das informações financeiras da Companhia relativas ao exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2014, não é possível comparar tais demonstrações financeiras com as relativas aos exercícios fiscais findos em 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2016.

(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 Ltda S.A. ("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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 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 do Formulário de Referência da CPFL Energia.

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 fatores de risco que sejam preponderantemente relacionado "a seus acionistas".

(d) a suas controladas e coligadas;

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

(e) a seus fornecedores;

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

(f) a seus clientes;

O nível de inadimplência de nossos consumidores pode afetar adversamente 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 de nossos consumidores.

Embora tenhamos diversas ações de cobrança, não podemos assegurar que estas serão suficientes e efetivas para manter o atual nível de inadimplência de 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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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 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.

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

nossas tarifas de maneira correspondente, ou se a ANEEL não autorizar o reembolso de todos os custos, ou ainda, se a ANEEL modificar a regulação relativa à ajustes tarifários, poderemos ser adversamente afetados.

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

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 do contrato de concessão firmados com o governo brasileiro. A duração da nossa concessão é 30 anos, até 06 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 e dentre outros, bem como que a proposta seja, por outro lado, aceitável para o governo brasileiro.

O governo brasileiro possui considerável discricionariedade, nos termos da Lei nº 8.987/95, ou Lei de Concessões, da Lei nº 9.074/95, do Decreto nº 7.805/12, da Lei nº 12.783/13 e do Decreto nº 8.461/15, 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 adimplir nossas obrigações contratuais, inclusive relativas às debêntures de nossa emissão, uma vez que não teremos receita.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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, 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.

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 Hidroelétricas.

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.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

A geração termoeétrica poderá gerar diversos custos adicionais de aquisição de energia quando o ONS despacha Usinas Termoeletricas por ordem de mérito, e custos extraordinários, como componentes do Encargo de Serviço do Sistema, o ESS, relacionados à segurança energética, ou ESS-SE, quando essas usinas são despachadas fora da ordem de mérito. Esses custos adicionais poderão ser repassados pelas Distribuidoras aos consumidores por meio de aumentos na tarifa nos ajustes anuais futuros ou revisões periódicas, nos termos da legislação aplicável. Contudo, poderá haver uma incompatibilidade de fluxo de caixa no período intermediário, uma vez que as Distribuidoras terão que arcar com estes custos imediatamente, enquanto as tarifas somente serão reajustadas mais tarde.

Em janeiro de 2015, o setor elétrico começou a implementar um mecanismo de "bandeiras tarifárias" mensais, em que as faturas dos consumidores podem estar sujeitas a acréscimos tarifários mensais, quando os custos de fornecimento atingirem certos níveis, permitindo que os consumidores adaptem seu uso para os custos de energia atuais. As receitas cobradas sob o sistema das bandeiras tarifárias são reembolsadas às companhias distribuidoras com base no seu custo de energia relativo ao período. Devido às condições hidrológicas desfavoráveis observadas de 2013 a 2015, bandeiras tarifárias vermelhas foram aplicadas durante o ano de 2015, desde a introdução deste sistema, em janeiro de 2015.

Em 2016, devido a uma melhora nas condições hidrológicas, bandeiras tarifárias verdes foram aplicadas na maioria dos meses do ano. Embora esse mecanismo reduza, em parte, o descompasso de fluxo de caixa, pode ser insuficiente para cobrir os custos de fornecimento de energia termoeletrica, sendo que as Distribuidoras podem, ainda, correr risco de descasamento de fluxo de caixa de curto prazo.

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

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

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

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

Caso ocorra a escassez de energia elétrica, com um menor suprimento de energia elétrica no mercado brasileiro, as nossas operações e os nossos resultados financeiros podem ser adversamente afetados, assim como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais, 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 estão sujeitos ao risco de mercado associado a comercialização de energia. As particularidades deste risco para cada negócio são detalhadas a seguir:

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

O percentual de sobrecontratação da RGE Sul no exercício findo em 31 de dezembro de 2016 foi de 108,0% (3% acima do limite regulatório), gerando uma provisão de perdas no repasse da sobrecontratação de R\$14,5 milhões lançadas em resultado. Essas perdas decorrem das migrações de clientes especiais para o mercado livre.

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 2,3% (R\$ 66,7 milhões), efeito total do impacto no resultado de 2016. O impacto no primeiro semestre de 2017 foi de 0,96% (R\$ 14,5 milhões).

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 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 11 de abril de 2017, por meio da Resolução Homologatória nº 2.218, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE Sul em -0,20%, sendo 2,95% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e - 3,15% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -6,43% a ser percebido pelos consumidores.

O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 2,32% e da Parcela B (Custos Operacionais, Remuneração e Depreciação) de 0,63%. O cálculo levou em consideração o Reajuste Tarifário Anual ocorrido em 19 de abril de 2016. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de abril de 2017.

O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 2,32% e da Parcela B (Custos Operacionais, Remuneração e Depreciação) de 0,63%. O cálculo levou em consideração o Reajuste Tarifário Anual, ocorrido em 12 de abril de 2016. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de abril de 2017.

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 taxa de juros:

Em 31 de dezembro de 2016, nosso endividamento bruto estava denominado em Reais e atrelado a taxas do mercado financeiro brasileiro ou índices de inflação, ou, ainda, estava sujeito a taxas flutuantes de juros.

Em 31 de dezembro de 2016, a exposição da Companhia era passiva em: (i) R\$ 1.011 milhões indexados à CDI, (ii) R\$ 7.6 milhões à TJLP, (iii) R\$ 129.1 milhões a SELIC. O risco de alta da taxa de juros é parcialmente compensado pela posição de ativos financeiros da concessão indexada ao IPCA, no montante de R\$ 1.020 milhões.

A variação dos índices de inflação, taxas flutuantes e de juros poderá afetar adversamente nossas condições

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

financeiras, bem como nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais, inclusive relativas às debêntures de nossa emissão.

Mais informações sobre o risco de flutuações de taxas de juros, 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 taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC no Brasil variou entre 7,25% a.a. e 13,75% a.a., atingindo a sua maior baixa (7,25%) ao final de 2012. Em 30 de junho de 2017, a SELIC 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 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 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. A depreciação do Real eleva o custo 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, nosso saldo de contas a pagar, em decorrência do fornecimento de energia da Hidrelétrica de Itaipu, que é valorada em dólares norte americano, é de R\$70 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, das nossas condições financeiras, dos nossos resultados operacionais e da nossa capacidade de adimplir nossas obrigações contratuais, inclusive relativas às debêntures de nossa emissão.

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

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 nosso negócio, 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 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 emissão de debêntures, com cláusula restritiva (covenants) normalmente aplicável a este tipo de operação, relacionada ao atendimento de índices econômico-financeiros.

A apuração de covenant prevê um limite máximo de 3,75x do indicador de Dívida Líquida / EBITDA e 2,2x 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 poder causar um impacto relevante em sua receita, tal ocorrência se daria apenas no caso extremo de necessidade de racionamento de energia.

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

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 o nosso negócio 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 CÍVEIS

Processo nº 030/1.14.0006822-4 CNJ 0010554-54.2014.8.21.0030	
(a) Juízo	2ª Vara Cível da Comarca de São Borja
(b) Instância	3ª Instância
(c) Data de instauração	19/12/2014
(d) Partes no processo	Sindicato Rural de São Borja e Associação dos Arrozeiros de São Borja x RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 38.750
(f) Principais fatos	Ação ajuizada em 2002 sob a alegação de que a AES Sul, antiga denominação social da Companhia, não observava a Resolução 456/2000 quanto à cobrança da Demanda Complementar dos Clientes Rurais da Cidade de São Borja. A ação foi julgada procedente em 1ª e 2ª instâncias, sendo o caso encerrado e arquivado em 2009, com a realização da respectiva devolução pela Companhia aos consumidores. Em 2014, o autor ingressou com cumprimento de sentença alegando que a partir de 2011 a Companhia retornou a cobrar a Demanda Complementar de forma contrária à decisão judicial. Em 30/09/2016, a Companhia apresentou impugnação ao cumprimento de sentença, alegando que as cobranças consideradas ora indevidas pelos consumidores estão fundamentadas na alteração regulatória introduzida pela Resolução 414/2010. Portanto, a decisão proferida na ação judicial não alcança as cobranças realizadas sob a vigência da Resolução 414/2010, somente as realizadas na época da Resolução 456/2000.
(g) Chance de perda	Possível
(h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 38.750, 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.

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

Ações TSM (Transformadores São Miguel Ltda.) - 001/1.10.0207803-3	
(a) Juízo	12ª Vara Cível do Foro Central de Porto Alegre – RS
(b) Instância	1ª Instância
(c) Data de instauração	10/08/2010
(d) Partes no processo	Massa Falida de Transformadores São Miguel x RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 6.792
(f) Principais fatos	Trata-se de ação por meio da qual se pretende a declaração de nulidade de cláusulas contratuais, ineficácia de ato e condenação ao pagamento de indenização a título de danos materiais. A questão posta à apreciação judicial diz respeito à remuneração dos serviços prestados ao preço de R\$ 18,00 a UPRA (Unidade Padrão de Rede Aérea), que posteriormente teria sido reduzido. A autora alega que houve vício de vontade, já que foi pressionada e coagida a assinar o adendo contratual que previa a redução da UPRA de R\$ 18,00 para R\$ 15,00, sob pena de perder o contrato e todos os consectários decorrentes de uma operação deste tamanho, a qual envolvia dezenas de pessoas. Também alega a autora que, nos quatro anos que durou o contrato, não houve nenhum reajuste inflacionário, muito embora a inflação no período tenha sido de 25,85 %, pelo que requer esta reposição inflacionária. Por tudo isso, a TSM pleiteia indenização de R\$ 4.789.343,45. Andamento: Em fase de instrução aguardando retorno de carta precatória à comarca de São Miguel do Oeste/SC para oitiva de testemunha da TSM desde 27/04/2017.
(g) Chance de perda	Possível
(h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 6.792, que representa 0,24% 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

Ações TSM (Transformadores São Miguel Ltda.) - 001/1.11.0080257-7	
(a) Juízo	12ª Vara Cível do Foro Central de Porto Alegre – RS
(b) Instância	1ª Instância
(c) Data de instauração	28/03/2011
(d) Partes no processo	Massa Falida de Transformadores São Miguel x RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 25.811
(f) Principais fatos	<p>Trata-se de ação por meio da qual se pretende a condenação ao pagamento de multa contratual e indenização a título de danos materiais. Aduz a autora ter sido coagida a assinar os aditivos contratuais que lhe acarretou trabalhar com déficit, acumulando dívidas. Em decorrência, a manutenção dos contratos restou extremamente desfavorável à autora, minorando seus lucros e a viabilidade econômica da relação, de modo que amargou pesados prejuízos, que, ao final e ao cabo, levaram-na a não mais ter condições de honrar os contratos firmados, pois seus custos não estavam sendo cobertos pela receita auferida. A autora busca igualmente a condenação da ré ao pagamento de lucros cessantes no percentual de 10% sobre o valor total do contrato, R\$ 28.650.000,00, corrigidos pelo INPC, mais juros de 1%, desde a data em que os pagamentos deveriam ter sido realizados. Em função destas mesmas razões, requer também a condenação da ré ao pagamento de R\$ 2.000.000,00 a título de multa contratual prevista na cláusula 13.5 do contrato, face à pretensa rescisão unilateral provocada pela RGE Sul. Por último, a autora requer a condenação da ré ao pagamento da diferença do serviço executado conforme os valores praticados como manutenção de troca de postes. Andamento: Em fase de instrução aguardando retorno de carta precatória à comarca de São Miguel do Oeste/SC para oitiva de testemunha da TSM desde 27/04/2017.</p> <p>Vinculado ao processo 001/1.10.0207803-3.</p>
(g) Chance de perda	Possível
(h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 25.811, 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.

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

Ações TSM (Transformadores São Miguel Ltda.) - 001/1.11.0078846-9	
(a) Juízo	12ª Vara Cível do Foro Central de Porto Alegre – RS
(b) Instância	1ª Instância
(c) Data de instauração	28/03/2011
(d) Partes no processo	Massa Falida de Transformadores São Miguel x RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 5.162
(f) Principais fatos	<p>Trata-se de ação por meio da qual se pretende a condenação ao pagamento de multa contratual e indenização a título de danos materiais. Aduz a autora ter sido coagida a assinar os aditivos contratuais que lhe acarretou trabalhar com déficit, acumulando dívidas. Em decorrência, a manutenção dos contratos restou extremamente desfavorável à autora, minorando seus lucros e a viabilidade econômica da relação, de modo que amargou pesados prejuízos, que, ao final e ao cabo, levaram-na a não mais ter condições de honrar os contratos firmados, pois seus custos não estavam sendo cobertos pela receita auferida, devendo a ré ser condenada ao pagamento da quantia de R\$ 1.447.586,70 a título de indenização por perda da chance da autora cumprir com o contrato em sua integralidade. Em função destas mesmas razões, requer também a condenação da ré ao pagamento de R\$ 538.906,40 a título de multa contratual prevista na cláusula 13 de ambos os contratos, face à pretensa rescisão unilateral provocada pela RGE Sul. Andamento: Em fase de instrução aguardando retorno de carta precatória à comarca de São Miguel do Oeste/SC para oitiva de testemunha da TSM desde 27/04/2017.</p> <p>Vinculado ao processo 001/1.10.0207803-3.</p>
(g) Chance de perda	Possível
(h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 5.162, que representa 0,2% 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

Processo nº 001/1.16.0040496-1 CNJ 0063241-27.2016.8.21.0001	
(a) Juízo	10ª Vara Cível do Foro Central
(b) Instância	1ª Instância
(c) Data de instauração	06/05/2016
(d) Partes no processo	Polo Indústria e Comércio S.A. x RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 28.376
(f) Principais fatos	<p>Ação ajuizada em 2016 sob a alegação de falhas na prestação do serviço de fornecimento de energia que teriam interrompido as operações fabris da autora, causando-lhe um prejuízo de R\$ 24.900 entre lucros cessantes e danos materiais.</p> <p>Em 28/09/2016, a Companhia apresentou contestação arguindo preliminares de extinção da ação sem resolução de mérito em razão de convenção de arbitragem, inaplicabilidade do CDC, prescrição quanto aos períodos anteriores à maio de 2013 e inépcia da inicial quanto ao pedido de indenização por lucros cessantes. No mérito, sustentamos a ausência de falha na prestação do serviço, a ocorrência de evento de força maior no dia 12/04/2016 por furto de cabos, a hipersensibilidade dos equipamentos da autora, a ausência de comprovação dos danos e litigância de má-fé em razão da juntada de notas fiscais de compra de bens que nada se relacionam com eventual falha na prestação do serviço. Processo julgado extinto, em fase de saneamento, por conta da aceitação, pelo Juízo, da existência de cláusula arbitral afastadora da jurisdição. Aguarda julgamento de recurso da autora.</p>
(g) Chance de perda	Remota
(h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 28.376, 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.

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

Auto de Infração PIS e COFINS nº 11080.723.733/2017-46	
(a) Juízo	Secretaria da Receita Federal do Brasil
(b) Instância	1ª
(c) Data de instauração	2017
(d) Partes no processo	Secretaria da Receita Federal do Brasil x RGE SUL Distribuidora de Energia S.A.
(e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$38.533
(f) Principais fatos	Em 14 de junho de 2017, a Companhia recebeu o Auto de Infração e Imposição de Multa (AIIM - Processo Administrativo Fiscal 11080.723.733/2017-46), no qual restou apurado, pela Receita Federal do Brasil, débito decorrente de alegados descontos indevidos de créditos da apuração de PIS/PASEP e COFINS relacionados a: (i) perdas não técnicas; (ii) serviços prestados por terceiros relacionados diretamente com a atividade fim da Companhia e (iii) tarifas relacionados a serviços de transmissão / distribuição de energia elétrica. A Companhia apresentou impugnação às pretensas infrações fiscais, instaurando-se o litígio administrativo fiscal em 13 de julho de 2017.
(g) Chance de perda	Possível
(h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil no valor de R\$ 38.533, 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.

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

Não há valores provisionados relacionados aos processos descritos no item 4.3.

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

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

- (a) Juízo
- (b) Instância
- (c) Data da instauração
- (d) Partes do processo
- (e) Valores, bens ou direitos envolvidos
- (f) Principais fatos
- (g) 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 sua imagem, 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. Ressaltamos que os valores informados neste item encontram-se expressos em milhares, exceto quando expressamente descrito de forma diferente.

Trabalhistas: Terceirizadas	
Valores envolvidos	R\$ 88.279
Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência	Terceirização.

Trabalhistas: Horas Extras	
Valores envolvidos	R\$ 69.344
Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência	Alegação de descumprimento de obrigações trabalhistas, tais quais pagamento de horas extras, supressão de intervalo intrajornada, sobreaviso, ou diferenças decorrentes de alegado pagamento incorreto.

Trabalhistas: Equiparação Salarial	
Valores envolvidos	R\$ 3.050
Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência	Equiparação salarial.

Trabalhistas: Acidentes	
Valores envolvidos	R\$ 3.682
Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência	Acidentes de trabalho.

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

Cíveis: Acidentes / Eletroplessão	
Valores envolvidos	R\$ 10.657
Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência	Danos materiais e morais em razão de acidentes de trabalho relacionados a energia elétrica.

Cíveis: Ações Indenizatórias Individuais	
Valores, envolvidos	R\$ 30.015
Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência	Danos materiais e morais em decorrência de doenças decorrentes de contato com água e solo supostamente contaminados na localidade próxima à antiga Fábrica de Postes.

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

Natureza	Objeto	Provisão
Trabalhistas	Terceirizadas	R\$ 8.314
	Equiparação Salarial	R\$ 1.553
	Horas extras	R\$ 14.184
	Acidentes	R\$ 3.681
Cível	Acidentes / Eletroplessão	R\$ 1.675
	Total	R\$ 29.407

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 RGE Sul é coordenado por uma estrutura corporativa e está alinhado às diretrizes do Grupo CPFL.

A CPFL Energia possui uma Política de Gestão Corporativa de Riscos aprovada pelo seu Conselho de Administração em reunião realizada em Julho de 2009, 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, conforme aplicável; e (iv) diretoria executiva, bem como os diretores, gerentes, líderes, funcionários e terceirizados do Grupo CPFL.

Os resultados do SGDE e da atuação do Comitê de Ética e Conduta Empresarial são reportados, periodicamente, à Diretoria Executiva e aos Conselhos de Administração, através de seus Comitês de assessoramento e Conselho Fiscal, ambos da CPFL Energia. 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).

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

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 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;
- 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

5.1 - Política de gerenciamento de riscos

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.

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.

(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 esta tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição aos riscos exceda tais limites e reportar eventuais ultrapassagens ao Conselho de Administração da CPFL Energia, apresentando ações de mitigação. Nesse seu papel, a Diretoria Executiva da CPFL Energia é assessorada pelo Comitê Executivo de Riscos, 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) autoavaliação da efetividade de processos e controles; (iii) testes de efetividade dos controles internos relevantes para as demonstrações financeiras, realizados com técnicas e padrões de auditoria; (iv) acompanhamento das implantações dos planos de ação e melhorias nos controles internos; (v) discussão com os executivos do emissor e reporte ao Conselho Fiscal, Conselho de Administração e Comitês de Assessoramento, todos da CPFL Energia, e outros fóruns de governança do Grupo CPFL; (vi) gestão do sistema de avaliação dos controles internos (ferramenta tecnológica); e (vii) coordenação do processo de certificação ascendente, cujo procedimento de validação dos resultados dos controles internos sobre os relatórios financeiros, realizado de forma eletrônica, é iniciada pelos gestores concluindo-se pelo Vice-Presidente Financeiro e de relações com o mercado investidor (CFO) e pelo Presidente (CEO) da CPFL Energia.

Como a RGE Sul 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, instituída 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 indicados no item 4.2, informar:

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

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

(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, executivos da Companhia, Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Comitês de Assessoramento da CPFL Energia.

Desta forma, a Companhia possui como prática, definida na Política de Gestão Corporativa de Riscos, realizar o monitoramento regular dos riscos aos quais está exposta, avaliando o nível de exposição e adotando medidas de mitigação, a fim de reduzir os riscos sempre que estes se aproximarem ou 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 das distribuidoras (Sub/Subcontratação das Distribuidoras) é realizado através de testes de estresse de variáveis mediante uso de modelos computacionais.

Risco de sub/sobrecontratação das distribuidoras:

As alterações nas previsões da demanda e nas expectativas de preços são regularmente monitoradas pela Companhia. As distribuidoras do Grupo CPFL fazem uso dos mecanismos regulatórios disponíveis para ajuste de contratos a fim de manter os níveis de contratação dentro dos limites regulatórios. Além disso, a CPFL Energia acompanha eventuais alterações na regulação que possam, de alguma forma, impactar este risco 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

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

Com relação ao risco cambial, a exposição relativa à compra de energia elétrica de Itaipu é controlada pelo mecanismo de compensação – CVA, que protege as controladas de distribuição do Grupo CPFL, incluindo a

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

Companhia, de eventuais perdas econômicas relativas à possível variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu.

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);

Em 30 de junho de 2017 a Companhia não possuía transações envolvendo derivativos.

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

Em 30 de junho de 2017 a Companhia não possuía transações envolvendo derivativos.

(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 as empresas do Grupo CPFL têm a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a administração considera como risco.

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

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

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

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

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

5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

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

Em 30 de junho de 2017 a Companhia não possuía transações envolvendo derivativos.

(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 de 31 de dezembro de 2016.

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

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

5.4 - Alterações significativas

5.4 Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada, comentando ainda, eventuais expectativas de redução ou aumento na exposição do emissor a tais riscos.

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.

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

6.3 - Breve histórico

6.3. Breve histórico do emissor

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Em 29 de junho de 2006, foi aprovado em Assembleia Geral Extraordinária o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 1.464.449.500,00 (um bilhão quatrocentos e sessenta e quatro milhões quatrocentos e quarenta e nove mil e quinhentos reais), mediante a emissão de 144.995 (cento e quarenta e quatro mil novecentas e noventa e cinco) ações ordinárias nominativas, todas subscritas e integralizadas pela acionista AES Guaíba II. Em ato contínuo, decidiram os acionistas, reduzir o capital em R\$ 1.464.449.500,00 (um bilhão quatrocentos e sessenta e quatro milhões quatrocentos e quarenta e nove mil e quinhentos reais), mediante absorção de parte do prejuízo acumulado nas demonstrações financeiras de 2005, permanecendo inalterado o valor do capital social.

Tendo em vista as operações acima referidas, o capital social da Companhia de R\$ 463.286.728,91 (quatrocentos e

6.3 - Breve histórico

sessenta e três milhões, duzentos e oitenta e seis mil, setecentos e vinte oito reais e noventa e um centavos) passou a ser representado por 279.298 (duzentas e setenta e nove mil duzentas e noventa e oito) ações sem valor nominal, das quais 214.243 (duzentas e quatorze mil duzentas e quarenta e três) são ordinárias e 65.055 (sessenta e cinco mil e cinquenta e cinco) são preferenciais.

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

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

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

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

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

6.3 - Breve histórico

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.

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

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 e suas controladas

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

A Companhia distribui energia elétrica para uma região que abrange 98.127 quilômetros quadrados no estado do Rio Grande do Sul, com uma população de aproximadamente 3,4 milhões de habitantes. Sua área de concessão abrange 118 municípios, dos quais se destacam as cidades de Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria e Uruguaiana. A Companhia encerrou o segundo trimestre de 2017 atendendo aproximadamente 1,3 milhões de consumidores, distribuindo 3.679 GWh de energia elétrica, que respondem por aproximadamente 31,9% do total da energia elétrica distribuída no Estado do Rio Grande do Sul e por 1,9% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante esse período. A Companhia encerrou o ano de 2016 atendendo aproximadamente 1,3 milhões de consumidores, distribuindo 7.379 GWh de energia elétrica, que respondem por aproximadamente 35,4% do total da energia elétrica distribuída no Estado do Rio Grande do Sul e por 2,2% 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, nossa rede de distribuição consistia em 65.777 km de linhas de distribuição, incluindo 67.352 transformadores de distribuição. A Companhia tinha 2.058 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV. Naquela data, detínhamos 62 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição, com capacidade total de transformação de 2.032 megavolt amperes. Entre os consumidores industriais e comerciais em nossa área de concessão, 29 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.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Performance do Sistema Perdas de Energia elétrica

Perdas de Energia elétrica

Enfrentamos dois tipos de perdas de energia elétrica: perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas são inerentes ao fluxo de energia elétrica através do sistema de distribuição. As perdas comerciais são perdas que resultam de conexões ilegais, fraude ou erros de faturamento e similares. Os índices históricos de perda de energia elétrica da Companhia são mais favoráveis quando comparados 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.

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 35.630 inspeções, o que acreditamos ter conduzido a uma recuperação de recebíveis estimada em mais de R\$ 10,8 milhões. Em 2016 realizamos 53.704 inspeções, o que acreditamos ter conduzido a uma recuperação de recebíveis estimada em mais de R\$ 20 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	8,34	9,62	9,41	8,42	8,41
DEC ²	16,32	22,55	19,45	19,11	7,76

(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 a frequência das interrupções da Companhia estão abaixo da média nacional. As durações das interrupções da Companhia permanecem em linha com o índice médio para as empresas de energia no sul do Brasil, principalmente em decorrência da falta de redundância em seu sistema de distribuição, do uso de linhas de média tensão e de um nível menor de automação na rede.

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

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

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

aproximadamente 12,1% do total de interrupções ocorridas no período de doze meses findos 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\$ 174 milhões nos seis meses findos em 30 de junho de 2017 (R\$ 123 milhões no mesmo período de 2016) e R\$ 277 milhões no exercício 2016 (R\$ 265 milhões em 2015 e R\$ 198 milhões em 2014), principalmente em: (i) expansão, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atender o crescimento do mercado; (ii) infraestrutura operacional, (iii) atendimento ao cliente, e (iv) programas de pesquisa e desenvolvimento, dentre outros. Esperamos investir um adicional de R\$ 184 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 4.706 GWh nos seis meses findos em 30 de junho de 2017 (4.910 GWh nos seis meses findos em 30 de junho de 2016), 9.680 GWh em 2016 (9.534 GWh em 2015 e 9.631 GWh em 2014).

Nos seis meses findos em 30 de junho de 2017, compramos 976 GWh de energia elétrica da Usina Hidroelétrica de Itaipu (996 nos seis meses findos em 30 de junho de 2016), chegando a 21% do total da energia elétrica adquirida no período (20% nos seis meses findos em 30 de junho de 2016). No exercício findo em 31 de dezembro de 2016, compramos 2.003 GWh de energia elétrica da Usina Hidroelétrica de Itaipu (1.987 GWh em 2015 e 2.085 GWh em 2014), chegando a 21% do total da energia elétrica adquirida (21% em 2015 e 22% 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 estabelecida. Este tratado irá expirar em 2023. As prestadoras de serviços públicos de energia elétrica que operam por concessões nas regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste do Brasil são obrigadas por lei a comprar uma parte da energia elétrica que o Brasil é obrigado a comprar de Itaipu. As quantidades que essas empresas estão obrigadas a comprar são regidas por contratos take-or-pay, com tarifas estabelecidas em dólares norte-americanos por kW. A ANEEL determina anualmente a quantidade de energia elétrica a ser vendida por Itaipu.

Pagamos pela energia adquirida de Itaipu de acordo com a proporção entre a quantidade estabelecida pela ANEEL e a nossa quota-parte estabelecida por lei, independentemente de Itaipu ter gerado essa quantidade de energia elétrica ou não, por um preço de US\$25,78/kW. Nossas compras representaram aproximadamente 3,33% do fornecimento total de Itaipu para o Brasil 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 3,28% 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\$ 201,28 por MWh para as compras de energia elétrica de Itaipu, em comparação com R\$ 199,49 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\$ 191,66 por MWh para as compras de energia elétrica de Itaipu, em comparação com R\$ 281,64 em 2015 e R\$ 132,82 durante 2014. Esses números não incluem a taxa de transmissão.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Compramos 3.730 GWh de energia elétrica nos seis meses findos em 30 de junho de 2017 (3.914 GWh nos seis meses findos em 30 de junho de 2016) de outras empresas geradoras que não Itaipu, o que representa 79,27% do total da energia elétrica que adquirimos no período (79,71% no mesmo período de 2016). Pagamos uma média de R\$ 207,27/MWh por compras de energia elétrica de empresas geradoras (que não a Itaipu) neste período, comparado com R\$ 168,00/MWh no mesmo período de 2016.

Compramos 7.677 GWh de energia elétrica em 2016 de outras empresas geradoras que não Itaipu, o que representa 79,3 % do total da energia elétrica que adquirimos. Pagamos uma média de R\$ 180,65/MWh para as compras de energia elétrica de empresas geradoras que não Itaipu, comparados a R\$ 230,63/MWh em 2015 e R\$ 199,32/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.

A 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
	(em GWh)	
Energia comprada para revenda:		
Energia de Itaipu Binacional	976	996
Energia de curto prazo	88	-
PROINFA	83	90
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	3.559	3.824
Subtotal	4.706	4.910

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2016	2015	2014
	(em GWh)		
Energia comprada para revenda:			
Energia de Itaipu Binacional	2.003	1.987	2.085
Energia de curto prazo	7	450	841
PROINFA	189	208	201
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	7.481	6.889	6.504
Subtotal	9.680	9.534	9.631

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

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

alocadas involuntariamente podem ser repassadas aos consumidores, e o volume de energia ser compensado em leilões de energia existente nos próximos anos. Vide Item 4.1.j – Fatores de Risco – “Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas existentes. As más condições hidrológicas podem afetar os nossos resultados operacionais” e item 4.1.a – Fatores de Risco – “Somos obrigados a prever a demanda por energia no mercado. Se a demanda efetiva for diferente daquela por nós prevista, podemos ser forçados a comprar ou vender energia no mercado spot a preços que podem gerar custos adicionais, que podemos não ser capazes de repassar integralmente aos consumidores”.

Tarifas de Transmissão: Nos seis meses findos em 30 de junho de 2017, pagamos um total de R\$ 78,8 milhões (R\$ 136,2 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\$ 249,2 milhões (R\$ 279,4 milhões em 2015 e R\$ 111,0 milhões em 2014).

Consumidores

Classificamos nossos consumidores em cinco categorias principais. Consulte a nota 23 de nossas informações 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 12,7% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica nos seis meses findos em 30 de junho de 2017 e por 20,6% em 2016, em termos de volume.
- **Consumidores residenciais:** As vendas para consumidores residenciais finais responderam por 38,7% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica nos seis meses findos em 30 de junho de 2017, e por 34,8% 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 16,4% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica nos seis meses findos em 30 de junho de 2017, e por 16,2% em 2016, em termos de volume.
- **Consumidores rurais:** As vendas para consumidores rurais responderam por 23,1% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica nos seis meses findos em 30 de junho de 2017, e por 20,2% em 2016, em termos de volume.
- **Outros consumidores:** As vendas para os demais consumidores, que incluem serviços públicos, tais como iluminação pública, responderam por 22,8% de nosso fornecimento faturado de energia nos seis meses findos em 30 de junho de 2017, e por 9,7% 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 mais altas. As tarifas no Grupo B variam por tipos de consumidor (residencial, rural, outras categorias e iluminação pública). Os consumidores no Grupo A pagam tarifas menores, decrescendo de A4 para A1, pois seu fornecimento é feito em voltagens mais elevadas, que demandam menor utilização do sistema de distribuição de energia elétrica. As tarifas que cobramos pelas vendas de energia elétrica aos consumidores finais são determinadas segundo nosso contrato de concessão e

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

regras ratificadas pela ANEEL. Esse contrato de concessão e a regulamentação correlata estabelecem um preço máximo com reajustes anuais, periódicas e extraordinárias. Para maiores informações sobre o regime regulatório aplicável as nossas tarifas e respectivos reajustes, consulte "Lei do 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: a TUSD e a tarifa para consumo de energia, ou TE. A TUSD, expressa em reais por kW, tem por base (i) a demanda de eletricidade contratada pela parte conectada ao sistema; (ii) certas cobranças regulatórias; e (iii) perdas técnicas e não técnicas de energia nos 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 sociais findos em 31 de dezembro de 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 sociais findos em 31 de dezembro de		
	2017	2016	2016	2015	2014
(R\$/MWh)					
Residencial	717,77	764,74	754,21	674,17	434,38
Industrial	587,31	600,86	592,98	559,60	324,65
Comercial	713,13	755,11	746,76	661,92	407,67
Rural	267,01	285,79	278,01	246,35	152,60
Outros	506,71	609,83	537,86	509,57	335,55
Total	571,67	615,24	610,65	554,48	345,26

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

TUSD – As tarifas de uso do sistema de distribuição, ou TUSD, são estabelecidas pela ANEEL e consistem de três tarifas descritas em "TUSD", no item 7.9 deste formulário. Nos seis meses findos em 30 de junho de 2017, as receitas brutas de tarifas pelo uso de nossa rede elétrica por consumidores livres totalizaram R\$ 126 milhões (R\$ 77 milhões no mesmo período de 2016). Já no exercício findo em 31 de dezembro de 2016, esta receita totalizou R\$ 189 milhões (R\$ 104 milhões em 2015 e R\$ 201 milhões em 2014).

A tarifa média pelo uso de nossa rede foi de R\$ 125,76/MWh e R\$ 137,67/MWh para os trimestres findos em 30 de junho de 2017 e 2016 e R\$ 134,59/MWh, R\$ 98,47 MWh e R\$ 93,90/MWh para os exercícios findos em 31 de

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

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 5,3 milhões de protocolos. Também prestamos serviço de atendimento ao consumidor por meio de nossas agências as quais atenderam aproximadamente 1,3 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 como categoria B.

b) características do processo de distribuição;

Item facultativo em função da Companhia ser uma empresa classificada como 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 como 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 de 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:

(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 como categoria B.

(ii) eventual dependência de poucos fornecedores;

Item facultativo em função da Companhia ser uma empresa classificada como 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

7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais

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) 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.cpf.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

O Setor Elétrico Brasileiro

Segundo a ANEEL, em 31 de dezembro de 2016, a Capacidade Instalada de geração de energia no Brasil era de 150.390 MW. Historicamente, aproximadamente 65% do total da Capacidade Instalada no Brasil provêm de Usinas Hidrelétricas. Grandes Usinas Hidrelétricas tendem a estar mais distantes de centros de consumo. Isso requer a construção de grandes linhas de transmissão em alta e extra-alta tensão (230 kV a 750 kV) que frequentemente cruzam o território de vários estados. O Brasil tem um robusto sistema de rede elétrica, com mais de 133.000 km de linhas de transmissão com tensão igual ou maior que 230 kV e capacidade de processamento de mais de 325.000 MVA do Estado do Rio Grande do Sul ao longo do Estado do Amazonas.

De acordo com a EPE, o consumo de eletricidade no Brasil diminuiu 0,9% em 2016, alcançando 464.001 GWh. O MME e a EPE estimam que o consumo de eletricidade cresça 4% ao ano, contudo, até 2024. De acordo com o Plano de Expansão publicado pelo MME e pela EPE, com duração de dez anos, a Capacidade Instalada do Brasil deve atingir 206,4 GW até 2024, dos quais se projeta que 117,0 GW (56,7%) corresponderão à geração hidrelétrica, 33,0 GW (16,0%) à geração termoeleétrica e nuclear e 56,4 GW (27,3%) de 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. O grupo CPFL Energia é 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 seis 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 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

7.9 - Outras informações relevantes

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 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

7.9 - Outras informações relevantes

abastecimento do sistema e pela indicação das medidas a serem tomadas para correção dos problemas.

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

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

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

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

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

Regulamentos nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem, entre outras disposições, normas relativas a procedimentos de leilão, a forma de PPAs e o método de repasse de custos aos Consumidores Finais. Nos termos da regulamentação, todas as partes que comprem 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

7.9 - Outras informações relevantes

no ambiente de contratação regulado e a lista dos projetos de geração que poderão participar dos leilões.

Ambientes para Comercialização de Energia Elétrica

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

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

7.9 - Outras informações relevantes

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

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

Ambiente de Contratação Livre

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

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

- Consumidores Livres Convencionais são aqueles cuja demanda de energia contratada é de pelo menos 3MW. Esses consumidores podem optar por adquirir a energia convencional, no todo ou em parte, de outro vendedor autorizado, nos termos da legislação em vigor. Os consumidores que tenham exercido essa opção são denominados "Consumidores Livres Convencionais".
- Consumidores Livres Especiais são consumidores individuais ou grupos de consumidores cuja demanda de energia contratada varia entre 500 kW e 3 MW. Os consumidores que tenham exercido essa opção são denominados "Consumidores Livres Especiais". Os Consumidores Livres Especiais somente podem adquirir energia de fontes renováveis: (i) Pequenas Centrais Hidrelétricas com capacidade superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW; (ii) geradores de hidrelétricas com capacidade superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, no âmbito do regime de produção independente de energia; (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

7.9 - Outras informações relevantes

precisam estar registrados na CCEE com antecedência semanal e o ajuste do volume ex post será proibido. Como resultado, as partes terão que declarar seu volume de consumo ex ante esperado, exceto quando eles indicaram especificamente à CCEE que o PPA em questão se refere ao volume de consumo efetivo. No entanto, a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL) obteve uma liminar contra a Portaria nº 455, impedindo a aplicação ex ante da regra de registro de contrato para comerciantes de energia. A aplicação desta Lei na CCEE foi suspensa para todos os agentes (geradores, comerciantes e consumidores), já que pode não se aplicar apenas a um grupo específico de agentes. O ato se aplica apenas ao Mercado Livre, não afetando os distribuidores.

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

Leilões no Ambiente de Contratação Regulada

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

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

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

Desde 2005, a CCEE realizou 23 leilões para novos projetos de geração, 16 leilões especificamente relativos a usinas existentes de geração de energia, três leilões para projetos de geração de energia alternativa, e nove leilões para a geração de energia eólica ou a biomassa, classificada como "energia de reserva". Até 1º de agosto de cada ano, as distribuidoras devem apresentar suas demandas de energia elétrica estimadas para os cinco anos subsequentes. Com base nessas informações, o MME estabelece o montante total de energia elétrica a ser comercializado no leilão e define as empresas de geração que poderão participar do leilão. O leilão é realizado em duas fases,

7.9 - Outras informações relevantes

por meio de um sistema eletrônico. Como regra geral, os contratos celebrados no âmbito do leilão têm os seguintes prazos: (i) de 15 a 30 anos contados a partir do início do fornecimento em caso de novos projetos de geração; (ii) de um a 15 anos contados a partir do ano subsequente ao do leilão em caso de usinas existentes de geração de energia; (iii) de 10 a 30 anos contados a partir do início do fornecimento em caso de projetos de geração de energia alternativa; e (iv) 35 anos, no máximo, para energia de reserva, sendo usual a negociação de contratos de 20 anos.

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

O Valor Anual de Referência

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

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

7.9 - Outras informações relevantes

comercialização tanto no ambiente de contratação regulada como no ambiente de contratação livre e (v) a contabilização e processo de compensação para operações de curto-prazo.

Restrição de Atividades das Distribuidoras

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

Eliminação do Direito à Autocontratação

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

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

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

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

Limitações à Concentração no Mercado de Energia Elétrica

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

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

7.9 - Outras informações relevantes

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

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

Tarifas de Sistema

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

TUSD

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

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

TUST

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

TE

A TE (Tarifa de Energia) é paga por Consumidores Cativos e Concessionárias ou Permissionárias de Distribuição pelo consumo de energia, com base no montante de eletricidade realmente consumida, remunera o custo de energia, determinados encargos regulatórios relacionados ao uso de energia, custos de transmissão relacionados à Itaipu, certas perdas de sistema de transmissão, relacionados

7.9 - Outras informações relevantes

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
- 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

7.9 - Outras informações relevantes

- 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 da Companhia pela ANEEL.

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

Desde 2013, variáveis, tais como a necessidade de despacho de usinas termelétricas, têm feito com que as distribuidoras incorram em custos extraordinários que excedem sua capacidade de pagamento. Para cobrir a exposição involuntária das distribuidoras a esses custos, uma parte dos custos de energia foram reembolsados pela Conta CDE (nos termos do Decreto nº 7945/2013), e a Conta ACR (nos termos do Decreto nº 8.221/2014). Esses reembolsos visam cobrir a totalidade ou parte dos custos incorridos pelas distribuidoras no período de janeiro de 2013 a dezembro de 2014, referentes: (i) à exposição involuntária no mercado spot; e (ii) ao despacho de usinas termelétricas relacionado ao CCEAR. A CCEE, que gerencia a Conta ACR, obteve um empréstimo com 13 bancos para financiar esse pagamento. Desde janeiro de 2015, as distribuidoras têm cobrado tarifas de eletricidade adicionais de consumidores a fim de amortizar o reembolso da Conta CDE, no período de cinco anos, e o empréstimo, no período de 54 meses. As quotas de CDE definidas pela ANEEL e repassadas aos consumidores já levam em consideração essas obrigações. Além disso, como os custos da Conta CDE e de compra de energia permaneceram altos, a ANEEL aumentou suas tarifas por meio de uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicável a todas as companhias de distribuição, de acordo com a Resolução nº 1.858 de 27 de fevereiro de 2015. O objetivo da RTE é

7.9 - Outras informações relevantes

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 foi aplicada praticamente de forma ininterrupta até fevereiro de 2017, com exceção da bandeira amarela em novembro de 2016. Em março de 2017, foi aplicada a bandeira amarela e em junho de 2017 a bandeira verde, por conta do início do período de seca. Embora esse mecanismo reduza, em parte, o descasamento do fluxo de caixa, pode ser insuficiente para cobrir os custos de fornecimento de energia termelétrica, além dos distribuidores ainda suportarem o risco de descasamento de fluxo de caixa no curto prazo.

Incentivos Governamentais ao Setor Elétrico

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

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

7.9 - Outras informações relevantes

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

Encargos Tarifários

Encargo de Energia de Reserva - EER

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

Fundo RGR e UBP

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

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

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

Em 2002, o governo brasileiro instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, que é suprida por meio de pagamentos anuais efetuados por concessionárias a título de uso do bem público, multas e sanções impostas pela ANEEL e as taxas anuais pagas por agentes que fornecem energia elétrica a Consumidores Finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas relativas ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Essas taxas são ajustadas anualmente. A CDE foi originalmente criada para dar suporte: (i) ao desenvolvimento da produção de energia elétrica por todo o país; (ii) à produção de energia elétrica por meio de fontes alternativas de energia; e (iii) à universalização do serviço público de energia elétrica em todo o Brasil. Além disso, a CDE subsidia as operações de companhias de geração de energia termelétrica para a compra de combustível em áreas isoladas não conectadas ao Sistema Interligado Nacional, cujos custos eram arcados pela (Conta de Consumo de Combustível), ou CCC, antes da promulgação da Lei nº 12.783/13. Desde 23 de janeiro de 2013 (Decreto nº 7.891/13), a CDE subsidia o desconto de certas categorias de consumidores, tais como Consumidores Especiais, consumidores rurais, concessionárias de distribuição e permissionárias, entre outros. Pelo Decreto 7.945 de 7 de março de 2013, o governo brasileiro

7.9 - Outras informações relevantes

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

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.

7.9 - Outras informações relevantes

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.

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

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 dos exercícios findos em 31 de dezembro 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 da 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, o endividamento bruto (somatório dos empréstimos e financiamentos, debentures e encargos do circulante e não circulante) da Companhia atingiu R\$ 1.166 milhões, apresentando uma redução de 1,25% em comparação com 31 de dezembro de 2016. As disponibilidades (caixa e equivalente de caixa, mais investimento de curto prazo) em 30 de junho de 2017 totalizaram R\$ 148 milhões, um aumento de 1,31% com relação ao saldo em 31 de dezembro de 2016. Com isso, o endividamento líquido passou para R\$ 1.018 milhões em 30 de junho de 2017, registrando uma redução de 1,61% quando comparado ao endividamento líquido em 31 de dezembro de 2016.

Os Diretores esclarecem que os índices de Liquidez Corrente (ativo circulante / passivo circulante) e Liquidez Geral [(ativo circulante + ativo não circulante – intangível) / (passivo circulante + passivo não circulante)] da Companhia foram respectivamente de 0,90 e 0,99 em 30 de junho de 2017 (redução de 12,2% no índice de liquidez corrente e aumento de 0,7% no índice de liquidez geral, em relação a posição em 31 de dezembro 2016). Em 30 de junho de 2017, o índice de Retorno sobre Patrimônio Líquido foi de 0,001, apresentando uma redução quando comparado a 0,006 apresentado em 31 de dezembro de 2016. O Prejuízo Líquido do primeiro semestre de 2017 atingiu R\$ 1 milhão, uma redução de 91,7% comparado ao prejuízo líquido do mesmo período de 2016, refletindo principalmente um aumento de 13,6% (R\$ 16 milhões) no EBITDA. Os motivos desta variação estão descritos na Variação da Demonstração do Resultado no item 10.1.h.

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

• Período encerrado em 31 de dezembro de 2016

Os Diretores esclarecem que no exercício de 2016, ocorreu alteração societária relevante no controle acionário da Companhia, em decorrência da aquisição da totalidade do capital da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. pela CPFL Energia, por meio da controlada CPFL Jaguariúna Participações Ltda. Após essa operação, a razão social da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. foi alterada para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

A RGE Sul é responsável pelo fornecimento de energia elétrica de 118 municípios entre a região metropolitana de Porto Alegre até a fronteira com o Uruguai e a Argentina, respectivamente nos municípios de Santana do Livramento, Uruguaiana e São Borja, no extremo oeste do Estado do Rio Grande do Sul.

Por fim, os Diretores esclarecem que em 2016, a RGE Sul cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de seus 1,3 milhão de clientes. As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 5,6% em relação ao exercício de 2015. Destaca-se a classe residencial, que registrou redução de 2,1% ante 2015.

AMBIENTE REGULATÓRIO

Sobrecontratação

Os Diretores esclarecem que o ano de 2016 foi marcado por grandes avanços na regulação setorial a fim de aumentar a flexibilidade e gestão da sobrecontratação por parte das distribuidoras. Foram diversas reuniões e tratativas entre distribuidoras, ABRADÉE, ANEEL, CCEE, EPE e MME para a mitigação de parte dessas sobras e para o correto entendimento de seu caráter involuntário, dentre os quais:

- Resolução Normativa nº 706/16, que definiu de maneira mais precisa o volume e tratamento das sobras involuntárias decorrente do processo de alocação dos contratos de cotas de garantia física;
- Resolução Normativa nº 711/16 que permitiu a celebração de acordos bilaterais, de maneira mais célere, entre distribuidoras e geradores para redução ou rescisão de seus CCEARs;
- Resolução Normativa nº 726/16, que permitiu que as concessionárias de distribuição reduzam, para os leilões de energia existentes futuros, as sobras decorrentes da migração de consumidores especiais para o mercado livre;
- Resolução Normativa nº 727/16, que permitiu avanços no MCSD de Energia Nova, com a inserção de novos produtos para vigência no ano corrente, no ano seguinte e nos anos que antecedem a entrega de energia oriunda dos leilões A-3 e A-5, além de permitir a redução dos CCEARs entre distribuidoras e geradores em momentos de sobrecontratação elevada;
- Decreto nº 8.828/16, que desobrigou as distribuidoras sobrecontratadas no ano A-1 em contratar o limite mínimo de reconstrução (96% do montante de reposição) nesses certames;

Lei nº 13.360/16, que traz a previsão legal do leilão de venda de excedentes contratuais das distribuidoras para o mercado livre, faltando apenas regulamentação pela ANEEL e MME.

Liminar ABRACE

Os Diretores ressaltam que o significativo aumento da cota CDE de 2015 foi questionado judicialmente por várias associações. Por meio de Liminar, a ABRACE obteve a suspensão do pagamento, pelos seus associados, de parte considerada controversa do encargo tarifário da CDE, bem como a alteração da forma de rateio dos valores remanescentes do orçamento. A aplicação da Liminar resultou em um aumento tarifário para os demais consumidores ao longo dos processos tarifários do primeiro semestre de 2016, uma vez que não houve redução na cota a ser recolhida pelas distribuidoras.

Entretanto, a partir de junho de 2016, diante da proliferação de processos judiciais que contestavam o encargo da CDE, a Aneel, por meio do Despacho 1.576/16, alterou a sistemática de compensação do déficit de receita causado

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

pelos liminares de CDE, passando as distribuidoras a terem o direito de compensar os valores não faturados na respectiva cota de CDE Encargo devida. Em contrapartida, a Eletrobrás foi orientada a reduzir os repasses do fundo aos beneficiários na proporção da redução da receita referente às rubricas contestadas pelas liminares. Essa ação representou uma redução tarifária a partir dos processos tarifários realizados no segundo semestre de 2016.

● Período encerrado em 31 de dezembro de 2015

Os Diretores esclarecem que, ao longo dos últimos anos, a Companhia aumentou o seu saldo de dívida para fazer frente ao aumento do custo de energia gerado pela situação hidrológica. Embora o aumento de custo de energia seja repassado para a tarifa, caso ocorram em momentos distintos, há a necessidade da Companhia em se financiar através de capital de giro. Mesmo com a Revisão Tarifária Extraordinária e a criação da conta centralizadora de bandeiras em 2015, ambos os mecanismos não foram suficientes para reverter o seu capital circulante negativo e cobrir o aumento dos custos, fazendo com que houvesse um aumento significativo do ativo regulatório líquido.

Os diretores da Companhia esclarecem que a partir do 2º trimestre de 2015, a crise econômica e o aumento da tarifa de energia levaram a uma queda de mercado que impactou de maneira relevante o EBITDA da Companhia e o seu capital de giro. Além disso, no ano de 2015 o regulador (ANEEL) incluiu a Companhia no plano de melhoria nos serviços onde a Companhia vem fazendo frente a custos não programados anteriormente, pressionando ainda mais o fluxo de caixa. Outro fator inesperado que gerou pressão de fluxo de caixa foram os fortes temporais ocorridos na região de concessão da Companhia, demandando muitas equipes emergenciais que têm um custo de aproximadamente três vezes maior do que de uma equipe programada.

Apesar de todos os esforços da Administração na gestão do caixa da Companhia, os diretores esclarecem que a redução do EBITDA acumulado nos últimos doze meses, bem como um maior nível de endividamento e menor geração de caixa operacional, resultaram na quebra dos seus indicadores financeiros por dois trimestres consecutivos em 30 de setembro de 2015, tendo as dívidas reclassificadas do passivo não circulante para o passivo circulante.

Os Diretores esclarecem que a Companhia, como parte de suas tratativas para fortalecimento de estrutura de capital, obteve um aumento de capital no valor de R\$ 29.999, por meio de sua controladora AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., o qual foi realizado em 04 de novembro de 2015. Adicionalmente à capitalização por parte da controladora, a Companhia negociou a obtenção de anuência temporária de seus credores pelo descumprimento dos indicadores financeiros.

Os diretores da Companhia destacam que mais uma operação de aumento de capital foi concretizada em 2016, por meio de sua controladora AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., juntamente com a conclusão da reestruturação de longo prazo que se encontrava em andamento no término do exercício de 2015 e foi concluída no primeiro trimestre de 2016.

● 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, 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.

Além do impacto no fluxo de caixa, os Diretores esclarecem que 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 1,2% 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 11,7% para a classe residencial e 9,1% para a classe comercial, mesmo com os efeitos da crise hídrica, que causaram diminuição no ritmo de crescimento na segunda metade do ano.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

No âmbito regulatório, ocorreram vários avanços. Os Diretores ressaltam que a Audiência Pública nº 54/2014 foi concluída com a proposta da redução do preço-teto do PLD para R\$ 388,48/MWh, com a adoção da térmica Macaé como referência e também ficou definido o aumento do piso do PLD para R\$ 30,26/MWh. Além disso, os custos do Encargo de Serviços do Sistema (ESS) continuaram a ser rateados entre os consumidores de energia.

As discussões ao redor do 4º ciclo de revisão tarifária das distribuidoras progrediram com a abertura da segunda fase da Audiência Pública nº 23/2014, que tratou de itens como Custos Operacionais, Outras Receitas, Perdas, Procedimentos Gerais e outros. É importante destacar avanços por parte do regulador, como a proposta do reconhecimento de um adicional de remuneração para as Obrigações Especiais das distribuidoras entre outros.

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 um fato que deve ser comemorado também é a aprovação pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), no início de dezembro, do reconhecimento de ativos e passivos que até 2013 eram denominados "ativos e passivos regulatórios" nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica. A medida, um antigo pleito do setor, permitirá a contabilização das diferenças entre os custos de compra de energia e encargos estimados nas tarifas cobradas dos consumidores e os custos reais incorridos no período e que serão repassadas às tarifas na data 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, conseqüentemente, 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.

(b) Estrutura de capital

A Diretoria da Companhia entende que a atual estrutura de capital da Companhia, mensurada pelo percentual de capital próprio e de terceiros indicada na tabela abaixo, apresenta níveis de alavancagem conservadores e satisfatórios.

Estrutura de Capital				
	Em 30 de junho de 2017	Em 31 de dezembro de 2016	Em 31 de dezembro de 2015	Em 31 de dezembro de 2014
Capital Próprio ¹	37,3%	37,5%	23,0%	28,5%
Capital de Terceiros ²	62,7%	62,5%	77,0%	71,5%

¹ Patrimônio Líquido

² Passivo circulante e não circulante

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

Liquidez e Recursos de Capital

• Em 30 de junho de 2017

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\$ 88 milhões, uma redução de R\$ 110 milhões quando comparado com o superávit de R\$ 22 milhões em 31 de dezembro de 2016. As principais causas desse déficit foram:

- Aumento de R\$ 116 milhões com passivo financeiro setorial, e
- Aumento de R\$ 2 milhões com o caixa e equivalentes de caixa.

Compensados parcialmente por:

- Redução de R\$ 76 milhões com fornecedores;
- Redução de R\$ 18 milhões com outros impostos, taxas e contribuições;
- Aumento de R\$ 36 milhões com outros créditos, e
- Aumento de R\$ 14 milhões com Imposto de Renda e Contribuição Social a Compensar.

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

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição;
- Amortizar ou refinanciar dívidas a vencer. Em 30 de junho de 2017, possuímos um saldo de dívida bruta (empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos) com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 39 milhões.

• Em 31 de dezembro de 2016

Os Diretores esclarecem em 31 de dezembro de 2016 o capital de giro (ativo circulante menos o passivo circulante) da Companhia refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 22 milhões, relacionado, principalmente, à variação dos ativo/passivo 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):

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	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	
Fornecedores	436.545	1.575	3.992	-	-	129.148	571.260
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (1)	2.145	6.376	16.500	56.791	9.632	233	91.677
Debêntures - principal e encargos (1)	-	81.413	75.404	1.443.162	-	-	1.599.979
Taxas regulamentares	51.825	-	-	-	-	-	51.825
Outros	-	28.185	-	-	-	-	28.185
Total de itens do Balanço Patrimonial	490.515	117.549	95.896	1.499.953	9.632	129.381	2.342.926
Compra de energia (exceto Itaipu) (2)	-	-	1.258.543	3.771.440	2.631.478	6.452.290	14.113.751
Compra de energia de Itaipu (2)	-	-	432.087	1.379.816	975.985	2.582.448	5.370.336
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	-	-	354.210	1.921.675	1.541.571	3.721.362	7.538.818
Fornecedores de materiais e serviços	-	-	350.452	505.849	43.869	-	900.170
Total de outros compromissos	-	-	2.395.292	7.578.780	5.192.903	12.756.100	27.923.075
Total de obrigações contratuais	490.515	117.549	2.491.188	9.078.733	5.202.535	12.885.481	30.266.001

(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 renovação 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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

• **Em 31 de dezembro de 2015**

Os Diretores esclarecem em 31 de dezembro de 2015 o capital de giro da Companhia refletia um déficit (excedente de passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 1.479 milhões. As principais causas desse déficit foram:

- Debêntures reclassificadas do passivo não circulante para o passivo circulante devido à quebra dos indicadores financeiros por dois trimestres consecutivos em 30 de setembro de 2015, refletindo um aumento de R\$1.240 milhões no passivo circulante em 31 de dezembro de 2015;
- Redução do caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo no valor de R\$ 129 milhões.

• **Em 31 de dezembro de 2014**

Os Diretores esclarecem no exercício social findo em 31 de dezembro de 2014 o capital de giro da Companhia refletia um déficit (excedente de passivo circulante em relação ao ativo circulante) de R\$ 522 milhões. As principais causas desse déficit foram:

- Aumento de empréstimos e financiamentos no montante de R\$ 454 milhões;
- Aumento de dividendos a pagar no montante de R\$ 50 milhões.

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os sistemas de distribuição;
- Amortizar ou refinanciar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2014, possuímos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 613 milhões.

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

Os Diretores esclarecem que as principais fontes de recursos são provenientes da geração própria de caixa e financiamentos. Em 2016 ocorreu a 4ª emissão de debêntures no montante de R\$ 1.100 milhões, tendo como objetivo o refinanciamento da 3ª emissão de debêntures e reforço do capital de giro da Companhia.

A partir de 2017, a Companhia adotará a estratégia do grupo CPFL de pre-funding de suas dívidas. Isso permitirá captar recursos para liquidar antecipadamente suas dívidas ou manter os recursos em caixa para melhorar a liquidez.

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.

Para informações mais detalhadas sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Companhia, vide alínea

(F) desta seção 10.1.

Endividamento

• **Em 30 de junho de 2017**

Os Diretores esclarecem que o endividamento bruto apresentou uma redução de R\$ 15 milhões, ou 1,2%, de 31 de dezembro de 2016 para 30 de junho de 2017 alcançando R\$ 1.166 milhões, principalmente em decorrência de:

- Amortização de principal e pagamento de encargos de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 88 milhões;
- Apropriação de juros e atualização monetária no montante de R\$ 73 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

• **Em 31 de dezembro de 2016**

Os Diretores esclarecem que o endividamento bruto apresentou uma redução de R\$ 222 milhões, ou 15,8%, de 31 de dezembro de 2015 para 31 de dezembro de 2016 alcançando R\$ 1.181 milhões, principalmente em decorrência de:

- Amortização de principal de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 1.308 milhões;
- Captação de empréstimos e debêntures no valor de R\$ 1.100 milhões.

Os recursos foram utilizados para o refinanciamento da 3ª emissão de debêntures e reforço do capital de giro da Companhia.

• **Em 31 de dezembro de 2015**

Os Diretores esclarecem que o endividamento bruto apresentou um aumento de R\$ 104 milhões, ou 8,0%, de 31 de dezembro de 2014 para 31 de dezembro de 2015 alcançando R\$ 1.403 milhões, principalmente em decorrência de:

- Amortização de principal de empréstimos e debêntures no montante de R\$ 1.509 milhões;
- Captação de empréstimos e debêntures no valor de R\$ 1.600 milhões referente a contratos de Cédula de Crédito Bancário, emissão de Notas Promissórias e Debêntures.

Os recursos foram utilizados para o pagamento das Cédulas de Crédito Bancário, Notas Promissórias e reforço do capital de giro da Companhia.

• **Em 31 de dezembro de 2014**

Os Diretores esclarecem que o endividamento bruto apresentou um aumento de R\$ 333 milhões, ou 34,5%, de 31 de dezembro de 2013 para 31 de dezembro de 2014 alcançando R\$ 966 milhões, principalmente em decorrência de:

- Amortização de dívidas no montante de R\$ 134,5 milhões;
- Captação de recursos no valor de R\$ 430 milhões referente a contratos de Cédula de Crédito Bancário e 1ª e 2ª Emissão de Notas Promissórias.

Estes financiamentos tiveram o objetivo principal de financiar investimentos da Companhia e necessidade de capital de giro.

(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 o sistema de energia.

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

• **Em 30 de junho de 2017**

Os Diretores esclarecem que em 30 de junho de 2017, o endividamento bruto era de R\$ 1.166 milhões, todos expressos em moeda nacional. O montante de R\$ 40 milhões de endividamento bruto vencerá no prazo de 12 meses.

• **Em 31 de dezembro de 2016**

Os Diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2016, o endividamento bruto era de R\$ 1.181 milhões, todos

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

expressos em moeda nacional. O montante de R\$ 47 milhões de endividamento bruto vencerá no prazo de 12 meses.

- **Em 31 de dezembro de 2015**

Os Diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2015, o endividamento bruto era de R\$ 1.403 milhões, todos expressos em moeda nacional. O montante de R\$ 1.351 milhões de endividamento bruto vencerá no prazo de 12 meses.

- **Em 31 de dezembro de 2014**

Os Diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2014, o endividamento bruto era de R\$ 1.299 milhões, todos expressos em moeda nacional. O montante de R\$ 613 milhões de endividamento vencerá no prazo de 12 meses.

(i) **Contratos de empréstimo e financiamento relevantes**

Os Diretores esclarecem que os principais contratos de financiamentos no período de seis meses findo em 30 de junho de 2017 (incluindo encargos) eram os seguintes:

- Debêntures. Em 30 de junho de 2017, tínhamos R\$ 1.109 milhões de saldo devedor de debêntures (circulante e não circulante). Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 15 das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2016.
- Eletrobrás – Luz para Todos. A Eletrobrás, no âmbito do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica “Programa Luz para Todos” concedeu recursos provenientes da CDE, os quais são enquadrados como subvenção econômica, e os recursos provenientes da RGR, que serão pagos em prestações mensais de principal e juros. O período de carência é de 24 meses e o prazo de amortização é de 120 meses. Em 30 de junho de 2017, tínhamos R\$ 22 milhões de saldo em empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante). Encontram-se resumidos na nota explicativa 14 das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2016.
- Outras dívidas denominadas em Reais. Em 30 de junho de 2017, tínhamos um saldo a pagar de empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante) de R\$ 35 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real.

Os Diretores esclarecem que os principais contratos de financiamentos no exercício social findo em 31 de dezembro de 2016 (incluindo encargos) eram os seguintes:

- Debêntures. Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos R\$ 1.114 milhões de debêntures (circulante e não circulante). Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 15 das demonstrações financeiras.
- Eletrobrás – Luz para Todos. A Eletrobrás, no âmbito do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica “Programa Luz para Todos” concedeu recursos provenientes da CDE, os quais são enquadrados como subvenção econômica, e os recursos provenientes da RGR, que serão pagos em prestações mensais de principal e juros. O período de carência é de 24 meses e o prazo de amortização é de 120 meses. Em 31 de dezembro de 2016, tínhamos R\$ 29 milhões de empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante). Encontram-se resumidos na nota explicativa 14 das demonstrações financeiras.
- Outras dívidas denominadas em Reais. Em 31 de dezembro de 2016, o saldo de outros empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante) de R\$ 17 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real.

Os Diretores esclarecem que os principais contratos de financiamentos no exercício social findo em 31 de dezembro de 2015 (incluindo encargos) eram os seguintes:

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Debêntures. Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos R\$ 1.278 milhões de debêntures (circulante e não circulante). Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 15 das demonstrações financeiras de 2016.
- Cédula de Crédito Bancário (CCB). Recursos captados em 31 de dezembro de 2015 totalizando R\$ 50 milhões junto ao Banco Safra, com vencimento em 20 de janeiro de 2016. Os recursos obtidos foram destinados para refinanciamento de dívida já existente.
- Eletrobrás – Luz para Todos. A Eletrobrás, no âmbito do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica “Programa Luz para Todos” concedeu recursos provenientes da CDE, os quais são enquadrados como subvenção econômica, e os recursos provenientes da RGR, que serão pagos em prestações mensais de principal e juros. O período de carência é de 24 meses e o prazo de amortização é de 120 meses. Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos R\$ 37 milhões de saldo de empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante).
- Outras dívidas denominadas em Reais. Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos um saldo de outros empréstimos e financiamentos (circulante e não circulante) de R\$ 44 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real.

Os Diretores esclarecem que os principais contratos de financiamentos no exercício social em 31 de dezembro de 2014 (incluindo encargos) eram os seguintes:

- Debêntures. Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos R\$ 303 milhões de de debêntures (circulante e não circulante). Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 16 das nossas demonstrações financeiras de 2014.
- Cédula de Crédito Bancário (CCB) - Itaú. Recursos captados em 2006, no valor total de R\$ 650 milhões, cujos recursos foram destinados para o pagamento de parcela do saldo de juros das FRN´s e para o resgate antecipado da totalidade de suas Debêntures em circulação. Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos R\$ 461 milhões de saldo devedor.
- Cédula de Crédito Bancário (CCB) - CitiBank. Recursos captados em 2014, no valor total de R\$ 200 milhões, cujos recursos foram destinados para reforço do capital de giro. Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos R\$ 215 milhões de saldo devedor. Os termos e condições encontram-se resumidos na nota explicativa 16 das nossas demonstrações financeiras de 2014.
- Notas promissórias. Recursos captados em 2013 no valor total de R\$ 230 milhões, cujos recursos foram destinados ao reforço do capital de giro da Companhia. Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos R\$ 240 milhões de saldo devedor. Os termos e condições encontram-se resumidos na nota explicativa 16 das nossas demonstrações financeiras de 2014.
- Eletrobrás – Luz para Todos. A Eletrobrás, no âmbito do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica “Programa Luz para Todos” concedeu recursos provenientes da CDE, os quais são enquadrados como subvenção econômica, e os recursos provenientes da RGR, que serão pagos em prestações mensais de principal e juros. O período de carência é de 24 meses e o prazo de amortização é de 120 meses. Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos R\$ 35 milhões de saldo devedor.
- Eletrobrás – Financiamento. A Eletrobrás concedeu à Companhia três linhas de financiamento para construção de linhas de transmissão, subestações e ampliação de subestações. Os recursos destas linhas de financiamento são provenientes da RGR, e deverão ser pagos em prestações mensais. O período de carência destas linhas de financiamento é de 24 meses, com prazo de amortização de até 60 vezes. Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos R\$ 16 milhões de saldo devedor.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Outras dívidas denominadas em Reais. Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos um saldo devedor de R\$ 19 milhões, nos termos de diversas outras linhas de crédito denominadas em real.

(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, em 30 de junho de 2017, a Companhia não possuía subordinação entre suas dívidas, considerando, inclusive, que todas as dívidas da RGE Sul que contavam com garantias reais foram pré-pagas até a data mencionada acima.

(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 as debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da garantidora (controladora indireta CPFL Energia) a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Adicionalmente, os referidos contratos de debêntures contêm cláusulas restritivas não financeiras, as quais estão atendidas conforme o último período de apuração. Os índices financeiros 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 na garantidora CPFL Energia S.A., leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto, com base na participação societária detida pela garantidora naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

As debêntures estavam sujeitas à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da Companhia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas da controladora indireta CPFL Energia S.A., Camargo Corrêa e Previ permanecesse de forma direta ou indiretamente no bloco de controle da Companhia.

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

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 financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 30 de junho de 2017.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(g) limites de utilização dos financiamentos já contratados

Os Diretores esclarecem que em 30 de junho de 2017 e em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 não haviam contratos aprovados com percentuais ainda a serem liberados.

(h) alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

A Administração da Companhia apresenta os balanços patrimoniais e as demonstrações de resultado referentes aos exercícios sociais findos 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.

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

Comentários sobre as variações mais relevantes do Ativo:

ATIVO	Balanço Patrimonial (em milhões de reais)												
	30/06/2017	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2016	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2015 (reclassificado)	AH%	AH-R\$	AV%	31/12/2014 (reclassificado)
Circulante													
Caixa e equivalentes de caixa	148	1,4%	2	3,9%	146	563,6%	124	3,8%	22	-62,7%	(37)	0,5%	59
Investimentos de curto prazo	-	-	-	-	-	-	(58)	-	58	-61,6%	(93)	1,4%	151
Consumidores, concessionárias e permissionárias	495	-22,8%	(146)	13,0%	641	5,4%	33	16,9%	608	43,1%	183	15,0%	425
Tributos a compensar	35	94,4%	17	0,9%	18	20,0%	3	0,5%	15	-	-	0,4%	15
Ativo financeiro setorial	-	-	-	-	-	-	(261)	-	261	141,7%	153	6,4%	108
Estoques	12	-7,7%	(1)	0,3%	13	-7,1%	(1)	0,3%	14	27,3%	3	0,3%	11
Outros créditos	104	52,9%	36	2,7%	68	-21,8%	(19)	1,8%	87	-37,0%	(51)	2,1%	138
Total do circulante	794	-10,3%	(91)	20,8%	885	-17,0%	(181)	23,3%	1.066	17,5%	159	26,2%	907
Não circulante													
Consumidores, concessionárias e permissionárias	118	-	-	3,1%	118	-8,5%	(11)	3,1%	129	148,1%	77	3,2%	52
Depósitos judiciais	56	14,3%	7	1,5%	49	28,9%	11	1,3%	38	15,2%	5	0,9%	33
Tributos a compensar	27	28,6%	6	0,7%	21	40,0%	6	0,6%	15	-11,8%	(2)	0,4%	17
Ativo financeiro setorial	-	-	-	-	-	-	(69)	-	69	263,2%	50	1,7%	19
Créditos fiscais diferidos	201	-3,4%	(7)	5,3%	208	-49,4%	(203)	5,5%	411	0,2%	1	10,1%	410
Ativo financeiro da concessão	1.129	10,7%	109	29,6%	1.020	23,6%	195	26,9%	825	26,5%	173	20,3%	652
Outros créditos	25	19,0%	4	0,7%	21	0,0%	-	0,6%	21	75,0%	9	0,5%	12
Imobilizado, líquido	22	-12,0%	(3)	0,6%	25	56,3%	9	0,7%	16	-	16	0,4%	-
Intangível	1.436	-0,9%	(13)	37,7%	1.449	-1,8%	(27)	38,2%	1.476	-3,4%	(52)	36,3%	1.528
Total do não circulante	3.014	3,6%	104	79,1%	2.910	-3,0%	(90)	76,7%	3.000	10,2%	277	73,8%	2.723
Total do ativo	3.809	0,3%	13	100,0%	3.796	-6,6%	(270)	100,0%	4.066	12,0%	436	100,0%	3.630

Caixa e equivalentes de caixa / Investimento de curto prazo:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos 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\$ 148 milhões em 30 de junho de 2017, que representa 3,9% do total do ativo, apresentou um aumento de 1,4% (R\$ 2 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2016, decorrente:

(i) da geração de caixa líquido das atividades operacionais de R\$ 182 milhões, basicamente devido ao lucro líquido ajustado de R\$ 211 milhões; redução de contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias em R\$ 134 milhões; movimentação dos ativos e passivos financeiros setoriais em R\$ 95 milhões; compensado parcialmente redução do saldo de fornecedor em R\$ 80 milhões; pagamentos do saldo de impostos, tributos, contribuições sociais e encargos de dívida em R\$ 97 milhões; redução de Contas a receber Eletrobrás em R\$ 34 milhões; redução de outros tributos e contribuição social em R\$ 19 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- (ii) do consumo de caixa líquido das atividades de investimentos de R\$ 173 milhões basicamente pela aquisição de intangível de R\$ 173 milhões, correspondente aos investimentos em infraestrutura de distribuição; e
- (iii) do consumo de caixa líquido das atividades de financiamentos de R\$ 7 milhões decorrentes da amortização do principal de dívida.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 146 milhões em 31 de dezembro de 2016, que representa 3,8 % do total do ativo, apresentou aumento de 82,5% (R\$ 66 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2015, decorrente:

- (i) da geração de caixa líquido das atividades operacionais de R\$ 274 milhões, em função basicamente: do lucro líquido ajustado R\$ 282 milhões; do aumento do passivo financeiro setorial R\$ 462 milhões; compensado parcialmente: pagamentos do saldo de impostos, tributos, contribuições sociais e encargos de dívida de R\$ 228 milhões; redução das taxas regulamentares R\$ 59 milhões; redução de outros tributos e contribuições sociais R\$ 10 milhões; do aumento do contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias R\$ 76 milhões; da variação do contas a pagar CDE R\$ 23 milhões; com processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos de R\$ 27 milhões; com outros passivos operacionais R\$ 34 milhões e redução do contas a pagar a fornecedores R\$ 9 milhões;
- (ii) do consumo de caixa líquido das atividades de investimentos de R\$ 197 milhões, decorrente principalmente pela aquisição de intangível no saldo R\$ 277 milhões, principalmente pelos investimentos em infraestrutura da concessão, compensado parcialmente pelos resgates de investimentos de curto prazo R\$ 81 milhões;
- (iii) da geração de caixa líquido das atividades de financiamentos de R\$ 46 milhões, decorrente de: captação de empréstimos e debêntures R\$ 1.100 milhões e aumento de capital R\$ 295 milhões, compensados por: amortizações de empréstimos e debêntures R\$ 1.308 milhões.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 80 milhões em 31 de dezembro de 2015, que representa 2,0% do total do ativo, apresentou redução de 61,9% (R\$ 130 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2014, decorrente:

- (i) do consumo de caixa líquido das atividades operacionais de R\$ 30 milhões, em função basicamente: do aumento do contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias R\$ 280 milhões; do aumento do ativo financeiro setorial R\$ 202 milhões e encargos de dívidas e debêntures pagos R\$ 209 milhões, compensado parcialmente: do lucro líquido ajustado R\$ 338 milhões; aumento das taxas regulamentares R\$ 118 milhões; redução de contas a receber Eletrobrás R\$ 69 milhões; redução no contas a pagar CDE R\$ 64 milhões e aumento do contas a pagar a fornecedores R\$ 82 milhões;
- (ii) do consumo de caixa líquido das atividades de investimentos de R\$ 93 milhões pela aquisição de intangível R\$ 196 milhões, principalmente pelos investimentos em infraestrutura da concessão, compensado parcialmente pelos resgates de investimentos de curto prazo R\$ 102 milhões;
- (iii) da geração de caixa líquido das atividades de financiamentos de R\$ 87 milhões, decorrente de: captação de empréstimos e debêntures R\$ 1.600 milhões e aumento de capital R\$ 30 milhões, compensados por: amortizações de empréstimos e debêntures R\$ 1.509 milhões.

Consumidores, concessionárias e permissionárias (circulante e não circulante):

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos 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\$ 613 milhões em 30 de junho de 2017, que representa 16,1% do total do ativo, apresentou uma redução de 19,2% (R\$ 146 milhões), comparado a 31 de dezembro de 2016, devido basicamente a redução na inadimplência associada as ações de cobrança.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 737 milhões em 31 de dezembro de 2015, que representa 18,1% do total do ativo, apresentou um aumento de 54,5% (R\$ 260 milhões), comparado a 31 de dezembro de 2014, devido basicamente ao aumento das tarifas médias, decorrente do reajuste anual e pelo reconhecimento de recebíveis de acordos com prefeituras.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

Ativo Financeiro Setorial (circulante e não circulante):

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos em: (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.

Os Diretores esclarecem que os saldos do ativo financeiro setorial de R\$ 330 milhões (circulante e não circulante) em 31 de dezembro de 2015 apresentou um aumento de R\$ 203 milhões, em comparação aos R\$ 127 milhões registrados em 31 de dezembro de 2014, decorrentes principalmente do custo com a cota de CDE, no montante de R\$ 151 milhões, a serem repassados para os consumidores nos próximos reajustes tarifários (vide nota 34 da demonstração financeira em 31 de dezembro de 2015).

Os Diretores esclarecem que os comparativos em (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.

Tributos a compensar (circulante e não circulante):

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos em 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 62 milhões (circulante e não circulante) em 30 de junho de 2017 que corresponde a 1,6% do total do ativo apresentou aumento de 59,0% (R\$ 23 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2016, principalmente por: (i) aumento no saldo de ICMS a compensar R\$ 10 milhões, (ii) aumento de antecipação de imposto de renda e contribuição social R\$ 12 milhões e (iii) aumento de imposto de renda e contribuição social a compensar R\$ 2 milhões.

Os Diretores esclarecem que os comparativos 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.

Outros créditos (circulante e não circulante):

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos 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\$ 129 milhões em 30 de junho de 2017 (circulante e não circulante) que corresponde a 3,4% do total do ativo, apresentou aumento de 44,9% (R\$ 40 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2016, principalmente pelo: (i) aumento no saldo a receber da Eletrobrás, referentes a aportes e subsídios do CDE no montante de R\$ 34 milhões, (ii) bens destinados a alienação R\$ 4 milhões, e (iii) adiantamento à funcionários no montante de R\$ 2 milhões.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 89 milhões em 31 de dezembro de 2016 que corresponde a 2,3% do total do ativo apresentou redução de 17,6% (R\$ 19 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2015, principalmente por: (i) redução no saldo a receber da Eletrobrás, referentes a aportes e subsídios do CDE no montante de R\$ 9 milhões e (ii) provisão para crédito de liquidação duvidosa referente a aluguel de postes no montante de R\$ 14 milhões, parcialmente compensado pelo aumento do valor a receber do ressarcimento das geradoras no montante de R\$ 3 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 108 milhões em 31 de dezembro de 2015 que corresponde a 2,7% do total do ativo apresentou uma redução de 27,3% (R\$ 41 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2014, principalmente decorrente da redução de recebíveis nos repasses de CDE para cobertura de descontos na tarifa no montante de R\$ 69 milhões parcialmente compensados pelo aumento dos valores a receber referente a aluguel de postes (R\$ 17 milhões) e inclusão de novos bens destinados à alienação no montante de R\$ 9 milhões no período 31 de dezembro de 2015.

Depósitos judiciais:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos 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\$ 56 milhões em 30 de junho de 2017 que corresponde a 1,5% do total do ativo, apresentou um aumento de 14,3% (R\$ 7 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2016, tendo como principal justificativa a adição de novos depósitos e atualização monetária de R\$ 2 milhões.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 49 milhões em 31 de dezembro de 2016 que corresponde a 1,3% do total do ativo apresentou um aumento de 28,9% (R\$ 11 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2015, tendo como principal justificativa a tributação de PIS e COFINS sobre receitas financeiras que está sendo discutido judicialmente e, em 12 de abril de 2016 foi proferido sentença desfavorável à Companhia, revogando a liminar então concedida e, a partir dessa data, a Companhia passou a depositar em juízo os valores apurados mensalmente.

Os Diretores esclarecem que os saldos da conta depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 38 milhões e R\$ 33 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o crescimento de 15,2% principalmente aos maiores valores depositados como garantia de processos trabalhistas.

Créditos fiscais diferidos:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos 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\$ 201 milhões em 30 de junho de 2017, que representa 5,3% do total do ativo, apresentou uma redução de 3,4% (R\$ 7 milhões) devido basicamente aos saldos das diferenças temporárias indedutíveis.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 208 milhões em 31 de dezembro de 2016, que representa 5,5% do total do ativo, apresentou uma redução de 49,4% (R\$ 203 milhões) devido a nova expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, pelo prazo de vigência do contrato de concessão.

Os saldos de créditos fiscais diferidos em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram R\$ 411 milhões e R\$ 410 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 0,2% é explicado principalmente: (i) pelo impacto decorrente da atualização do ativo financeiro no montante de R\$ 26 milhões, compensado parcialmente; (ii) pela realização de tributos diferidos ativos relacionados a prejuízo fiscal e base negativa no montante de R\$ 21 milhões e (iii) pela reversão de provisões com créditos de liquidação duvidosa em R\$ 5 milhões.

Ativo financeiro da concessão:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos 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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.129 milhões em 30 de junho de 2017, que representam 29,6% do total do ativo, apresentou um aumento de 10,7% (R\$ 109 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2016 devido basicamente aos investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição de energia elétrica (R\$ 103 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, bem como pelo ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 11 milhões), compensados pela baixa de R\$ 5 milhões.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.020 milhões em 31 de dezembro de 2016, que representa 26,9% do total do ativo, apresentou um aumento de 23,6% (R\$ 195 milhões), comparado com 31 de dezembro de 2015 devido basicamente aos investimentos na infraestrutura dos serviços de distribuição de energia elétrica líquidos de baixas (R\$ 143 milhões), para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, bem como pelo ajuste de expectativa de fluxo de caixa (R\$ 52 milhões).

Os Diretores esclarecem que os saldos da conta de ativo financeiro da concessão em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram R\$ 825 milhões e R\$ 652 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o aumento de 26,5% à atualização monetária apurada até novembro de 2015 com base na variação do IGP-M e até dezembro de 2015 com base no IPCA no montante total de R\$ 76 milhões, e aos investimentos do exercício, líquido das baixas no montante de R\$ 97 milhões.

Intangível:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos 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\$ 1.436 milhões em 30 de junho de 2017, que representa 37,7% do total do ativo, apresentou uma redução de 0,9%, correspondente a R\$ 13 milhões, comparado com 31 de dezembro de 2016 devido a, (i) amortização da infraestrutura de distribuição de energia em serviço e outros ativos em R\$ 69 milhões, (ii) transferência para ativo financeiro da concessão em R\$ 103 milhões, (iii) baixas e transferências no montante de R\$ 14 milhões, e (iv) adições no montante de R\$ 173 milhões.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.449 milhões em 31 de dezembro de 2016, que representa 38,2% do total do ativo, apresentou uma redução de 1,8%, correspondente a R\$ 27 milhões, comparado com 31 de dezembro de 2015 devido a, (i) amortização da infraestrutura de distribuição de energia em serviço e outros ativos em R\$ 94 milhões, (ii) transferência para ativo financeiro da concessão em R\$ 150 milhões, (iii) baixas e transferências no montante de R\$ 59 milhões, e (iv) adições no montante de R\$ 277 milhões.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.476 milhões em 31 de dezembro de 2015, que representa 36,3% do total do ativo, apresentou uma redução de 3,4%, correspondente a R\$ 52 milhões, comparado com 31 de dezembro de 2014 devido a, (i) amortização da infraestrutura de distribuição de energia em serviço e outros ativos em R\$ 94 milhões, (ii) transferência para ativo financeiro da concessão em R\$ 103 milhões, (iii) baixas e transferências no montante de R\$ 50 milhões, e (iv) adições no montante de R\$ 195 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Comentários sobre as variações mais relevantes do Passivo:

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Balanco Patrimonial (em milhões de reais)															
	30/06/2017				31/12/2016				31/12/2015				31/12/2014			
	AH%	AH-R\$	AV%		AH%	AH-R\$	AV%		(reclassificado)	AH%	AH-R\$	AV%	(reclassificado)			
Circulante																
Fornecedores	366	-17,2%	(76)	9,6%	442	-23,1%	(133)	11,6%	575	16,6%	82	14,1%	493			
Empréstimos e financiamentos	20	-	-	0,5%	20	-72,6%	(53)	0,5%	73	-87,8%	(527)	1,8%	600			
Debêntures	20	-25,9%	(7)	0,5%	27	-97,9%	(1.251)	0,7%	1.278	9730,8%	1.265	31,4%	13			
Taxas regulamentares	58	11,5%	6	1,5%	52	-53,2%	(59)	1,4%	111	2675,0%	107	2,7%	4			
Impostos, taxas e contribuições	64	-22,0%	(18)	1,7%	82	-4,7%	(4)	2,2%	86	21,1%	15	2,1%	71			
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	62	14,8%	8	1,6%	54	134,8%	31	1,4%	23	-28,1%	(9)	0,6%	32			
Dividendos	-	-	-	-	-	-	(215)	0,0%	215	138,9%	125	5,3%	90			
Obrigações estimadas com pessoal	26	-13,3%	(4)	0,7%	30	11,1%	3	0,8%	27	22,7%	5	0,7%	22			
Passivo financeiro setorial	212	120,8%	116	5,6%	96	-	96	2,5%	-	-	-	-	-			
Outras contas a pagar	54	-10,0%	(6)	1,4%	60	-62,0%	(98)	1,6%	158	51,9%	54	3,9%	104			
Total do circulante	882	2,2%	19	23,2%	863	-66,1%	(1.682)	22,7%	2.545	78,1%	1.116	62,6%	1.429			
Não circulante																
Fornecedores	127	-1,6%	(2)	3,3%	129	-	129	3,4%	-	-	-	-	-			
Empréstimos e financiamentos	38	-19,1%	(9)	1,0%	47	-9,6%	(5)	1,2%	52	-86,9%	(344)	1,3%	396			
Debêntures	1.089	0,3%	3	28,6%	1.086	-	1.086	28,6%	-	-	(289)	-	289			
Entidade de previdência privada	77	2,7%	2	2,0%	75	150,0%	45	2,0%	30	-3,2%	(1)	0,7%	31			
Impostos, taxas e contribuições	23	-14,8%	(4)	0,6%	27	-15,6%	(5)	0,7%	32	-	32	0,8%	-			
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios	40	21,2%	7	1,1%	33	43,5%	10	0,9%	23	43,8%	7	0,6%	16			
Passivo financeiro setorial	24	-27,3%	(9)	0,6%	33	-	33	0,9%	-	-	-	-	-			
Dividendos	-	-	-	-	-	-	(413)	-	413	-	-	10,2%	413			
Outras contas a pagar	88	10,0%	8	2,3%	80	128,6%	45	2,1%	35	75,0%	15	0,9%	20			
Total do não circulante	1.505	-0,4%	(6)	39,5%	1.511	158,3%	926	39,8%	585	-49,8%	(580)	14,4%	1.165			
Patrimônio líquido																
Capital Social	1.387	-	-	36,4%	1.387	199,6%	924	36,5%	463	6,9%	30	11,4%	433			
Reserva de capital	4	-	-	0,1%	4	-33,3%	(2)	0,1%	6	-	-	0,1%	6			
Reservas de lucros	96	-	-	2,5%	96	-80,7%	(402)	2,5%	498	-20,6%	(129)	12,2%	627			
Ações em tesouraria	(8)	-	-	-0,2%	(8)	-	-	-0,2%	(8)	-	-	-0,2%	(8)			
Prejuízo acumulado	(1)	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Resultado abrangente acumulado	(56)	-	-	-1,5%	(56)	133,3%	(32)	-1,5%	(24)	9,1%	(2)	-0,6%	(22)			
Total do patrimônio líquido	1.421	-0,1%	(1)	37,3%	1.422	52,1%	487	37,5%	935	-9,7%	(101)	23,0%	1.036			
Total do passivo e do patrimônio líquido	3.809	0,3%	13	100,0%	3.796	-6,6%	(270)	100,0%	4.066	12,0%	436	100,0%	3.630			

Fornecedores circulante e não circulante:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos 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 da conta fornecedores em 30 de junho de 2017 é de R\$ 493 milhões, que representa 12,9% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 13,7% (R\$ 78 milhões) decorrente, principalmente, pela (i) redução do saldo a pagar de suprimento de energia elétrica no montante de R\$ 51 milhões; (ii) redução do saldo de encargos do serviço do sistema – ESS/ERR no montante de R\$ 17 milhões; redução no saldo de encargos de uso da rede elétrica no valor de R\$ 4 milhões, e (iv) pela redução de R\$ 7 milhões de materiais e serviços.

Os Diretores esclarecem que os saldos da conta fornecedores em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 575 milhões e R\$ 493 milhões, respectivamente. O aumento de 16,5% é decorrente, principalmente: pelo (i) aumento do saldo a pagar de energia comprada de Itaipu no valor de R\$ 72 milhões; (ii) aumento do saldo de encargos do serviço do sistema – ESS/ERR no montante de R\$ 36 milhões; (iii) aumento do saldo de risco hidrológico no montante de R\$ 38 milhões; compensados parcialmente, (iv) pela redução de R\$ 37 milhões de energia compra no curto prazo e pela redução de R\$ 17 milhões no saldo de compra de energia no ambiente regulado – CCEAR.

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos 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 em 30 de junho de 2017 o saldo de R\$ 1.166 milhões referente ao endividamento bruto incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 30,6% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 1,2% (R\$ 15 milhões) comparada com 31 de dezembro de 2016, decorrente basicamente das amortizações do principal em R\$ 7 milhões, amortização de encargos de dívidas e debêntures de R\$ 80 milhões, provisão de encargos líquidos dos pagamentos e atualizações monetárias incorridos de R\$ 73 milhões.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.180 milhões em 31 de dezembro de 2016, do endividamento bruto incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 31,1% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 15,9% (R\$ 223 milhões) comparada com 31 de dezembro de 2015, decorrente basicamente das amortizações do principal R\$ 1.308 milhões, provisão de encargos líquidos dos pagamentos e atualizações monetárias incorridos de R\$ 14 milhões, compensados parcialmente pela captação de novos recursos no montante de R\$ 1.100 milhões, em função de renegociação de dívidas e necessidade de capital de giro.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.403 milhões em 31 de dezembro de 2015 do endividamento bruto incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representam 34,5% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 8,0% (R\$ 104 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2014, decorrente basicamente das amortizações do principal R\$ 1.509 milhões, provisão de encargos e atualizações monetárias líquidos dos pagamentos incorridos de R\$ 13 milhões, compensados parcialmente pela captação de novos recursos no montante de R\$ 1.600 milhões, em função de renegociação de dívidas e necessidade de capital de giro.

Taxas regulamentares:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos 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\$ 58 milhões em 30 de junho de 2017, que representa 1,5% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 11,5% (R\$ 6 milhões) devido ao aumento da conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias – CCRBT (R\$ 14 milhões), compensados pela queda da cota da conta de desenvolvimento energético – CDE (R\$ 7 milhões).

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 52 milhões em 31 de dezembro de 2016, que representa 1,4% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 53,2% (R\$ 59 milhões) devido à queda da cota da conta de desenvolvimento energético – CDE (R\$ 23 milhões) e pela variação da conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias – CCRBT (R\$ 36 milhões).

Os Diretores esclarecem que os saldos da conta de taxas regulamentares em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram R\$ 111 milhões e R\$ 4 milhões, respectivamente. O aumento de R\$ 107 milhões é explicado principalmente pela variação da conta de desenvolvimento energético – CDE e pela conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias – CCRBT.

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

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos em 30 de junho de 2017 e 31 de dezembro de 2016.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 87 milhões em 30 de junho de 2017, que representa 2,3% do total do

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 20,2%, correspondente a R\$ 22 milhões comparado com 31 de dezembro de 2016, devido à redução contribuição para financiamento da seguridade social – COFINS no valor de R\$ 9 milhões, queda no valor de imposto sobre circulação de mercadorias – ICMS em R\$ 5 milhões, queda no valor de parcelamento de PIS e COFINS em R\$ 3 milhões e queda no valor no programa de integração social – PIS em R\$ 3 milhões.

Os Diretores esclarecem que os comparativos 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.

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

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos 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\$ 102 milhões em 30 de junho de 2017, que representa 2,7% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 17,2%, correspondente a R\$ 15 milhões comparado com 31 de dezembro de 2016, é decorrente principalmente do: (i) aumento das contingências trabalhistas em R\$ 11 milhões; (ii) aumento nas contingências cíveis em R\$ 6 milhões, (iii) compensadas pela redução de contingência fiscais e regulatórios em R\$ 1 milhão.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 87 milhões em 31 de dezembro de 2016, que representa 2,3% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 89,1%, correspondente a R\$ 41 milhões comparado com 31 de dezembro de 2015 é decorrente principalmente: (i) contingências regulatórias no valor de R\$ 31 milhões; contingências fiscais em R\$ 6 milhões, tendo como principal evento a tributação de PIS e COFINS sobre receitas financeiras; e contingências trabalhistas em R\$ 4 milhões.

Os Diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2015 e 2014 os saldos das contas de provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórios montavam em R\$ 46 milhões e R\$ 48 milhões, representando 1,1% e 1,3% do total do passivo e patrimônio líquido, respectivamente. Em 2015 tivemos uma redução de 3,6% quando comparado com o período 2014, principalmente nas contingências trabalhistas e regulatórias em função de pagamentos efetuados no período.

Dividendos (circulante e não circulante):

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos 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 em 31 de dezembro de 2016 a Companhia capitalizou o total de dividendos declarados de R\$ 628 milhões, o que foi o mesmo montante capitalizado em 31 de dezembro de 2015.

Os Diretores esclarecem que os saldos de dividendos a pagar em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 628 milhões e R\$ 503 milhões, respectivamente. O aumento de 30,7% foi ocasionado pelos dividendos mínimos obrigatórios relativos ao exercício de 2014 no montante de R\$ 50 milhões.

Os Diretores esclarecem que para 30 de junho de 2017 não está descrito neste item por sua comparação ser materialmente irrelevante.

Entidade de previdência privada:

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.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 75 milhões em 31 de dezembro de 2016, que representa 2,0% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 150,0%, correspondente a R\$ 45 milhões comparado com 31 de dezembro de 2015, é decorrente, principalmente, pela redução das taxas de desconto conforme laudo realizado por atuários independentes.

Os Diretores esclarecem que os comparativos 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, não estão descritos neste item por suas comparações serem materialmente irrelevantes.

Passivo financeiro setorial (circulante e não circulante):

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos em: (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.

Os Diretores esclarecem que o saldo do passivo financeiro setorial em 30 de junho de 2017 de R\$ 236 milhões (circulante e não circulante) apresentou um aumento de 82,9%, correspondente a R\$ 107 milhões comparado com 31 de dezembro de 2016, decorrente principalmente da: (i) amortização dos ativos e passivos homologados, (ii) diferimento de Encargo de Serviço do Sistema e neutralidades, e (iii) compensados por Encargos de CDE e Rede básica.

Os Diretores esclarecem que o saldo em 31 de dezembro de 2016 de R\$ 129 milhões representa 3,4% do total do passivo e patrimônio líquido. Em 31 de dezembro de 2015 o saldo referente a ativos setoriais eram de R\$ 330 milhões, sendo assim, tivemos uma variação de R\$ 459 milhões, decorrente, principalmente da redução da cota da conta de desenvolvimento energético – CDE, redução da tarifa de compra de energia, e amortização da Parcela A e itens financeiros recebidos em tarifa via a revisão tarifária anual – RTA em 19 de abril de 2016.

Os Diretores esclarecem que o comparativo entre 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014 não está descrito neste item por sua comparação ser materialmente irrelevante.

Outras contas a pagar (circulante e não circulante):

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos 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\$ 142 milhões em 30 de junho de 2017, que representa 3,7% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 1,4%, correspondente a R\$ 2 milhão comparado com 31 de dezembro de 2016, decorrente basicamente dos (i) subsídios da Eletrobrás – diferença de repasse (R\$ 12 milhões), (ii) acréscimo nas contas do programa de eficiência energética – PEE e pesquisa e desenvolvimento – P&D (R\$ 5 milhões), parcialmente compensados pela redução em (iii) consumidores e concessionárias (R\$ 11 milhões) e (iv) outros (R\$ 3 milhões).

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 140 milhões em 31 de dezembro de 2016, que representa 3,7% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 27,5%, correspondente a R\$ 53 milhões comparado com 31 de dezembro de 2015, decorrente basicamente da (i) quitação da transferência de crédito de ICMS no valor de R\$ 22 milhões; (ii) subsídios Eletrobrás – diferença de repasse em R\$ 28 milhões e (iii) prêmio debenturistas em R\$ 6,5 milhões parcialmente compensado com (iv) o acréscimo nas contas do programa de eficiência energética – PEE e pesquisa e desenvolvimento – P&D em R\$ 6,2 milhões.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 193 milhões em 31 de dezembro de 2015, que representa 4,7% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 57,9%, correspondente a R\$ 71 milhões comparado com 31 de dezembro de 2014, decorrente basicamente da (i) transferência de crédito de ICMS no valor de R\$ 22 milhões; (ii) subsídios Eletrobrás – diferença de repasse em R\$ 14 milhões; (iii) prêmio debenturistas em R\$ 6,5 milhões; (iv) outros créditos em R\$ 23 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Patrimônio líquido:

Os Diretores esclarecem que os dados abaixo são comparativos 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\$ 1.421 milhões em 30 de junho de 2017, que representa 37,3% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de 0,1% (R\$ 1 milhão) comparado com 31 de dezembro de 2016, decorrente basicamente pelo prejuízo acumulado no semestre.

Os Diretores esclarecem que o saldo de R\$ 1.422 milhões em 31 de dezembro de 2016, que representa 37,5% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de 52,1% (R\$ 487 milhões) comparado com 31 de dezembro de 2015, decorrente da (i) capitalização dos dividendos a pagar no montante de R\$ 628 milhões; (ii) capitalização da antiga acionista majoritária (AES Guaíba) no montante de R\$ 295 milhões os quais foram parcialmente compensados (iii) pelo prejuízo do período de 2016 (R\$ 404 milhões) e (iv) pelos ajustes de avaliação atuarial no montante de R\$ 32 milhões (líquido de imposto de renda e contribuição social).

Os Diretores esclarecem que os saldos do patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 935 milhões e R\$ 1.036 milhões, respectivamente. O patrimônio líquido teve uma redução de 9,8% ocasionada (i) pela absorção do prejuízo no montante de R\$ 5 milhões; (ii) pelos ajustes de avaliação atuarial no montante de R\$ 2 milhões (líquido de imposto de renda e contribuição social); (iii) pela proposta de distribuição de dividendos adicionais no montante de R\$ 125 milhões parcialmente compensados (iv) pelo aumento de capital de R\$ 30 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração do Resultado:**

	Demonstração do resultado para os períodos findos no (em milhões de reais)			
	1º Semestre 2017	AH%	AV%	1º Semestre 2016
Receita operacional bruta	2.593	-1,4%	171,5%	2.630
Fornecimento de energia elétrica	2.031	-16,8%	134,3%	2.441
Suprimento de energia elétrica	133	151,7%	8,8%	53
Receita de construção de infraestrutura da concessão	189	37,6%	12,5%	137
Outras receitas operacionais	335	19,8%	22,1%	280
Ativo e passivo financeiro setorial	(94)	-66,5%	-6,2%	(281)
Deduções da receita operacional	(1.081)	-10,3%	-71,5%	(1.206)
Receita operacional líquida	1.512	6,2%	100,0%	1.424
Custo com energia elétrica	(960)	4,7%	-63,5%	(917)
Energia comprada para revenda	(881)	12,9%	-58,2%	(781)
Encargo de uso do sist transm distribuição	(79)	-42,1%	-5,2%	(136)
Custos e Despesas operacionais	(488)	7,1%	-32,3%	(456)
Pessoal	(81)	3,4%	-5,4%	(79)
Entidade de previdência privada	(5)	122,4%	-0,3%	(2)
Material	(16)	-16,5%	-1,0%	(19)
Serviço de terceiros	(62)	5,6%	-4,1%	(59)
Amortização	(72)	4,2%	-4,8%	(69)
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(189)	37,6%	-12,5%	(137)
Outros	(63)	-30,5%	-4,2%	(90)
Resultado do serviço	65	25,0%	4,3%	52
Resultado financeiro	(60)	-7,6%	-4,0%	(65)
Receitas financeiras	46	-31,1%	3,1%	67
Despesas financeiras	(106)	-19,6%	-7,0%	(132)
Prejuízo antes dos tributos	5	-136,5%	0,3%	(13)
Contribuição social	(1)	-229,1%	-0,1%	1
Imposto de renda	(4)	-232,4%	-0,3%	3
Prejuízo líquido	(1)	-91,7%	0,0%	(9)

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	Demonstração do resultado para os exercícios (em milhões de reais)							
	2015			2014				
	2016	AH%	AV%	(Reapresentado)	AH%	AV%	(Reapresentado)	AV%
Receita operacional bruta	5.122	-9,4%	179,5%	5.656	55,4%	173,2%	3.639	137,0%
Fornecimento de energia elétrica	2.506	0,0%	87,8%	2.506	-13,3%	76,7%	2.890	108,8%
Suprimento de energia elétrica	172	11,2%	6,0%	154	20,5%	4,7%	128	4,8%
Receita de construção de infraestrutura da concessão	304	27,8%	10,7%	238	5,3%	7,3%	226	8,5%
Outras receitas operacionais	2.140	-22,4%	75,0%	2.757	598,5%	84,4%	395	14,9%
Deduções da receita operacional	(2.269)	-5,1%	-79,5%	(2.390)	143,0%	-73,2%	(983)	-37,0%
Receita operacional líquida	2.853	-12,6%	100,0%	3.266	23,0%	100,0%	2.656	100,0%
Custo com energia elétrica	(1.862)	-21,4%	-65,3%	(2.369)	37,0%	-72,5%	(1.729)	-65,1%
Energia comprada para revenda	(1.613)	-22,8%	-56,5%	(2.089)	30,1%	-64,0%	(1.606)	-60,5%
Encargo de uso do sist transm distribuição	(249)	-10,8%	-8,7%	(279)	128,8%	-8,6%	(122)	-4,6%
Custos e Despesas operacionais	(977)	26,8%	-34,2%	(770)	17,8%	-23,6%	(654)	-24,6%
Pessoal	(165)	12,2%	-5,8%	(147)	33,8%	-4,5%	(110)	-4,1%
Entidade de previdência privada	(6)	50,1%	-0,2%	(4)	63,8%	-0,1%	(3)	-0,1%
Material	(35)	13,1%	-1,2%	(31)	91,6%	-0,9%	(16)	-0,6%
Serviço de terceiros	(115)	-10,8%	-4,0%	(129)	-12,6%	-3,9%	(147)	-5,5%
Amortização	(140)	6,4%	-4,9%	(132)	2,7%	-4,0%	(128)	-4,8%
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(304)	27,8%	-10,7%	(238)	5,3%	-7,3%	(226)	-8,5%
Outros	(211)	136,1%	-7,4%	(89)	282,2%	-2,7%	(23)	-0,9%
Resultado do serviço	14	-89,1%	0,5%	127	-53,6%	3,9%	273	10,3%
Resultado financeiro	(198)	49,9%	-6,9%	(132)	-445,2%	-4,0%	38	1,4%
Receitas financeiras	105	-45,0%	3,7%	191	56,7%	5,8%	122	4,6%
Despesas financeiras	(303)	-6,2%	-10,6%	(323)	286,0%	-9,9%	(84)	-3,1%
Lucro (Prejuízo) antes dos tributos	(184)	3473,4%	-6,4%	(5)	-101,7%	-0,2%	311	11,7%
Contribuição social	(58)	-	-2,0%	-	-	-	(27)	-1,0%
Imposto de renda	(162)	-	-5,7%	-	-	-	(73)	-2,8%
Prejuízo líquido	(404)	7980,0%	-14,2%	(5)	-102,3%	-0,2%	211	7,9%

Receita operacional líquida:

Os Diretores esclarecem que a receita operacional líquida corresponde à receita de operações com energia elétrica, outras receitas operacionais e as deduções da receita operacional (impostos e contribuições setoriais). Abaixo demonstramos quadro comparativo das receitas em dos exercícios sociais findo em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014, bem como 1º semestre de 2017 e 1º semestre de 2016.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	Receita Operacional Líquida (em milhões de reais)				
	1º Semestre 2017		Var. %	1º Semestre 2016	
	R\$	GWh	AH%	R\$	GWh
Receita de operações com energia elétrica					
Classe de consumidores:					
Residencial	1.013	1.411	-5,83%	1.076	1.407
Industrial	272	463	-45,65%	500	832
Comercial	428	600	-13,61%	495	655
Rural	225	841	-3,93%	234	818
Poderes públicos	73	105	-6,73%	78	106
Iluminação pública	39	111	-7,20%	43	111
Serviço público	61	107	-7,40%	66	106
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(18)		-2,70%	(18)	
Fornecimento faturado	2.093	3.638	-15,37%	2.473	4.035
Fornecimento não faturado (líquido)	(62)	-	94,10%	(32)	-
Consumo próprio	-	1		-	1
Fornecimento de energia elétrica	2.031	3.639	-16,81%	2.441	4.036
Outras concessionárias, permissionários e autorizadas	11	40	1,88%	10	-
Energia elétrica de curto prazo	123	474	188,16%	43	-
Suprimento de energia elétrica	133	4.154	151,74%	53	4.036
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	126		62,88%	77	
Receita de construção da infraestrutura de concessão	189		37,58%	137	
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 8)	(94)		-66,52%	(281)	
Atualização ativo financeiro da concessão (nota 10)	11		-69,98%	36	
Aporte CDE - baixa renda e demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares	174		18,48%	147	
Outras receitas e rendas	24		26,32%	19	
Outras receitas operacionais	429		216,43%	136	
Total da receita operacional bruta	2.593		-1,38%	2.630	
Dedução da receita operacional					
ICMS	(554)		-10,11%	(616)	
PIS	(41)		-8,96%	(45)	
COFINS	(187)		-8,96%	(206)	
PIS e COFINS - diferença de alíquota	(8)		-166,69%	12	
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(228)		-16,50%	(274)	
Programa de P&D e eficiência energética	(13)		4,77%	(12)	
PROINFA	(10)		127,09%	(4)	
Bandeiras tarifárias	(39)		-34,63%	(60)	
Outros	(2)		4,18%	(1)	
	(1.081)		-10,33%	(1.206)	
Receita operacional líquida	1.512			1.424	

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	Receita Operacional Líquida (em milhões de reais)								
	31/12/2016			31/12/2015 Reapresentando			31/12/2014 Reapresentando		
	R\$	GWh	AH%	R\$	GWh	AH%	R\$	GWh	
Receita Operacional Líquida									
Residencial	1.997	2.648	14,2%	1.749	2.594	43,2%	1.221	2.812	
Industrial	847	1.429	-19,7%	1.055	1.886	57,7%	669	2.062	
Comercial	890	1.192	7,2%	831	1.255	52,0%	546	1.340	
Rural	388	1.394	14,8%	338	1.370	49,8%	225	1.476	
Poderes Pública	149	205	11,8%	133	202	56,1%	85	210	
Iluminação Pública	84	224	-2,9%	86	223	72,8%	50	221	
Serviço Público	131	213	8,5%	121	216	70,0%	71	224	
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(25)		2,0%	(24)		16,3%	(21)		
Fornecimento Faturado	4.461	7.305	4,0%	4.288	7.746	50,6%	2.848	8.345	
Consumo próprio	-	2	0,0%	-	2	0,0%	-	3	
Fornecimento não faturado	(17)		-147,9%	35		-17,2%	42		
Fornecimento de energia elétrica	4.444	7.307	2,8%	4.323	7.748	49,6%	2.890	8.348	
Outras concessionárias e permissionárias	21	3	3,9%	20	3	35,5%	15	3	
Energia elétrica de curto prazo	151	1.176	12,2%	135	646	18,6%	114	175	
Suprimento de energia elétrica	4.616	1.179	11,2%	154	649	20,5%	128	178	
Receita de construção de infraestrutura de concessão	304		27,8%	238		5,3%	226		
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	189		81,9%	104		105,2%	51		
Atualização ativo financeiro da concessão	52		-31,5%	76		0,0%	-		
Ativo e passivo financeiro da concessão	(360)		-170,8%	508		299,3%	127		
Aporte CDE	282		24,0%	227		23,9%	184		
Outras receitas e rendas	39		59,8%	24		-26,9%	33		
Outras receitas operacionais	506		-57,0%	1.178		89,7%	621		
Receita Operacional Bruta	5.122		-9,4%	5.656		55,4%	3.639		
ICMS	(1.142)		23,7%	(923)		51,0%	(612)		
PIS	(84)		12,6%	(74)		35,6%	(55)		
COFINS	(392)		9,3%	(358)		53,3%	(234)		
Conta Desenvolvimento Energético - CDE	(543)		-18,3%	(665)		1422,2%	(44)		
Programa de P&D e Eficiência Energética	(25)		-15,6%	(29)		25,3%	(23)		
PROINFA	(13)		99,0%	(7)		-1,6%	(7)		
Bandeiras tarifárias e outros	(67)		-79,6%	(330)		4856,6%	(7)		
Taxa de fiscalização	(3)		9,3%	(3)		2,4%	(3)		
Deduções das Receitas	(2.269)	-44,3%	-5,1%	(2.390)	-42,3%	143,0%	(983)	27,0%	
Receita Operacional Líquida	2.853		-12,6%	3.266		23,0%	2.656		

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

Os Diretores esclarecem que a Receita operacional bruta no 1º semestre de 2017 foi de R\$ 2.593 milhões, representando uma redução de 1,38% (R\$ 37 milhões) quando comparado com 1º semestre de 2016.

Os principais fatores desta variação foram a:

- Redução de 16,8% (R\$ 410 milhões) no fornecimento de energia elétrica, justificado basicamente pela: (i) redução de 9,8% na quantidade de energia vendida; (ii) redução da tarifa média em 6,1% decorrente do reajuste tarifário de abril de 2017 de -6,43% (percepção do consumidor), associado ao ajuste para reversão do Encargo de Energia de Reserva ("EER"), de Angra III ocorrido em abril de 2017.
- Redução de 69,9% (R\$ 25 milhões), na atualização de ativo financeiro da concessão (vide nota nº10 da Revisão das Informações Trimestrais – ITR Segundo Trimestre de 2017).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Redução do passivo setorial de 66,5% (R\$ 187 milhões) impactado pelas amortizações e diferimentos (vide nota explicativa nº 8 da Revisão das Informações Trimestrais – ITR Segundo Trimestre de 2017).

- Aumento de 151,7% (R\$ 80 milhões) no suprimento de energia, principalmente pelo volume de energia elétrica comercializada no curto prazo, associado ao aumento no PLD em 2017.
- Aumento de 18,5% (R\$ 27 milhões) em subvenção de baixa renda e descontos tarifários a receber do CDE.
- Aumento de 37,5% (R\$ 52 milhões) de receita de construção de infraestrutura de concessão.
- Aumento de 62,9% (R\$ 49 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD principalmente pelo aumento no volume vendido em função da migração de clientes livres para o ambiente de contratação livre.

Dedução da Receita Operacional:

Os Diretores esclarecem que as deduções da receita operacional, no 1º semestre de 2017, foram de R\$ 1.081 milhões, apresentando uma redução de 10,3% (R\$ 125 milhões) comparado com o 1º semestre de 2016. Os principais fatores desta variação foram a:

- Redução de 16,5% (R\$ 45 milhões) da Conta de Desenvolvimento Energético, devido ao novo valor da cota, estabelecido pela ANEEL;
- Redução de 34,6% (R\$ 21 milhões) nos encargos do consumidor, decorrente das Bandeiras Tarifárias (Para o período de janeiro e fevereiro de 2017, foi acionada a bandeira verde, enquanto no mesmo período de 2016 foi acionada a bandeira vermelha. Para os demais períodos, foi acionada a bandeira vermelha para 2017 e verde para 2016).
- Redução de 10,1% (R\$ 62 milhões) no Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) devido à redução do faturamento.
- Aumento de 127% (R\$ 5 milhões) referente ao PROINFA.

Principais variações da receita operacional líquida de 31 de dezembro de 2016, comparado com 31 de dezembro de 2015:

Receita Operacional Bruta:

Os Diretores esclarecem que a Receita operacional bruta em 2016 foi de R\$ 5.122 milhões, representando uma redução de 9,4% (R\$ 534 milhões) quando comparado com 2015.

Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 4,0% (R\$ 173 milhões) no fornecimento de energia elétrica, justificado pelo: (i) aumento da tarifa média em 10,3% (R\$ 444 milhões), a qual foi compensada parcialmente com a redução do volume do mercado cativo de 5,7% (R\$ 271 milhões).
- Aumento de 11,2% (R\$ 16 milhões) no suprimento de energia, em função do aumento de volume de 82,0% (R\$ 110 milhões), parcialmente compensado pela redução do PLD médio (R\$ 94 milhões).
- Aumento do passivo setorial de 170,8% (R\$ 868 milhões) referente ao reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais (vide nota explicativa nº 8 da demonstração financeira).
- Aumento de 81,9% (R\$ 85 milhões), na receita pela disponibilidade da rede elétrica (TUSD) em virtude, principalmente, do reajuste tarifário associado à migração dos clientes livres.
- Redução de 147,9% (R\$ 52 milhões) na receita não faturada devido, basicamente, à redução da carga;
- Aumento de 19,7% (R\$ 111 milhões) em outras receitas operacionais devido principalmente: (i) aumento de 27,8% (R\$ 66 milhões) de receita de construção de infraestrutura de concessão; (ii) redução de 31,5% (R\$ 24

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

milhões) em atualização do ativo financeiro da concessão; (iii) aumento de 24,0% (R\$ 55 milhões) em subvenção de baixa renda e descontos tarifários a receber do CDE; e (iv) aumento de 59,8% (R\$ 15 milhões) de arrendamentos e alugueis.

Dedução da Receita Operacional:

Os Diretores esclarecem que as deduções da receita operacional em 2016 foram de R\$ 2.269 milhões, apresentando uma redução de 5,1% (R\$ 121 milhões) comparado com 2015. Os principais fatores desta variação foram:

- Redução de 18,3% (R\$ 122 milhões) da Conta de Desenvolvimento Energético, devido ao novo valor da cota, estabelecido pela ANEEL;
- Redução de 79,6% (R\$ 263 milhões) nos encargos do consumidor, decorrente das Bandeiras Tarifárias (Para o período de janeiro de 2015 a fevereiro de 2016, foi acionada bandeira vermelha. Para os meses de março a novembro de 2016 foi acionada a bandeira amarela. Para os demais meses de 2016, foi acionada a bandeira verde);
- Aumento de 23,7% (R\$ 219 milhões) no Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) devido ao aumento do faturamento e do aumento da alíquota do imposto no Estado do Rio Grande do Sul a partir de janeiro de 2016;
- Aumento de 9,8% (R\$ 43 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente ao aumento do faturamento bruto da Companhia.

Principais variações da receita operacional líquida de 31 de dezembro de 2015, comparado com 31 de dezembro de 2014:

Receita Operacional Bruta:

Os Diretores esclarecem que a Receita operacional bruta em 2015 foi de R\$ 5.656 milhões, representando um aumento de 55,4% (R\$ 2.017 milhões) quando comparado com 2014.

Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 50,6% (R\$ 1.440 milhões) no fornecimento de energia elétrica, justificado pelo: (i) aumento da tarifa média em 52,5% (R\$ 1.798 milhões), a qual foi compensada parcialmente com a redução do volume do mercado cativo de 7,2% (R\$ 333 milhões).
- Aumento de 20,5% (R\$ 26 milhões) no suprimento de energia, devido principalmente: (i) aumento energia elétrica de curto de 18,6% (R\$ 21 milhões) decorrente do aumento do volume disponível para a venda no mercado de curto prazo; (ii) aumento da receita de concessionárias e permissionárias de 35,5% (R\$ 5 milhões) decorrente do aumento da tarifa média.
- Aumento de 299,3% (R\$ 381 milhões) referente ao reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais (vide nota explicativa nº 25 da demonstração financeira do exercício de 2015).
- Aumento de 105,2% (R\$ 53 milhões), na receita pela disponibilidade da rede elétrica (TUSD) em virtude, principalmente, do reajuste tarifário associado à migração dos clientes livres.
- Redução de 17,2% (R\$ 7 milhões) na receita não faturada devido basicamente à redução da carga.
- Aumento de 27,8% (R\$ 123 milhões) em outras receitas operacionais devido principalmente: (i) aumento de 5,4% (R\$ 12 milhões) de receita de construção de infraestrutura de concessão; (ii) aumento de 100% (R\$ 76 milhões) em atualização do ativo financeiro da concessão; (iii) aumento de 23,9% (R\$ 44 milhões) em subvenção de baixa renda e descontos tarifários a receber do CDE; e (iv) redução de 26,9% (R\$ 9 milhões) de arrendamentos e alugueis.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Dedução da Receita Operacional:

Os Diretores esclarecem que as deduções da receita operacional em 2015 foram de R\$ 2.390 milhões, apresentando um aumento de 143,0% (R\$ 1.407 milhões) comparado com 2014. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 1.422,2% (R\$ 621 milhões) da Conta de Desenvolvimento Energético, devido ao novo valor da cota, estabelecido pela ANEEL.
- Aumento de 4.856,6% (R\$ 324 milhões) nos encargos do consumidor, decorrente das Bandeiras Tarifárias, que teve início no exercício de 2015.
- Aumento de 52,0% (R\$ 312 milhões) no Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) devido ao aumento do faturamento.
- Aumento de 50,0% (R\$ 144 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente ao aumento do faturamento bruto da Companhia.

Principais variações do Custo com Energia Elétrica no 1º semestre de 2017, comparado ao 1º semestre de 2016:

Os Diretores esclarecem que o custo de energia elétrica no 1º semestre de 2017 totalizou R\$ 960 milhões, representando aumento de 4,7% (R\$ 43 milhões), comparado ao 1º semestre de 2016, apresentando as seguintes variações:

- Energia elétrica comprada para revenda

Os Diretores esclarecem que o aumento de 12,9% (R\$ 100 milhões), devido principalmente ao (i) aumento de 17,9% no preço médio de energia comprada, justificado principalmente pelo preço de liquidação de diferenças ("PLD") e energia adquirida através leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais, sendo compensado parcialmente pela (ii) redução de 4,2% no volume de energia comprada, (iii) redução de PROINFA no montante de (R\$ 10 milhões) e (iv) aumento do crédito de PIS e COFINS (R\$ 12 milhões).

- Encargos de uso do sistema de distribuição

Os Diretores esclarecem que a redução de 42,1% (R\$ 57 milhões) devido principalmente: (i) variação ao encargo de serviço de sistema – ESS (R\$ 49 milhões); (ii) redução nos encargos de energia de reserva EER (R\$ 21 milhões); compensados pelo aumento (iii) encargo de rede básica (R\$ 7 milhões), (iv) encargo de conexão (R\$ 1 milhões), e (v) redução de crédito de PIS e COFINS (R\$ 4 milhões).

Principais variações do custo com energia elétrica de 31 de dezembro de 2016, comparado com 31 de dezembro de 2015:

Os Diretores esclarecem que o custo de energia elétrica em 2016 totalizou R\$ 1.862 milhões, representando uma redução de 21,4% (R\$ 507 milhões) comparado com 2015, apresentando as seguintes variações:

- Energia elétrica comprada para revenda

Os Diretores esclarecem que a redução de 22,8% (R\$ 476 milhões), devido principalmente a: (i) redução de 16,9% (R\$ 348 milhões) no preço médio da energia comprada, principalmente pela redução no preço e efeito do dólar sobre a energia comprada de Itaipu; (ii) redução de 99,6% (R\$ 191 milhões) nas compras de energia na CEEE devido à redução do volume e do preço de venda (PLD); parcialmente compensado por (iii) redução de 25,4% (R\$ 54 milhões) dos créditos de PIS e COFINS.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Encargos de uso do sistema de distribuição

Os Diretores esclarecem que a redução de 10,8% (R\$ 30 milhões) devido principalmente à redução dos: (i) encargo de serviço de sistema – ESS (R\$ 38 milhões); (ii) encargos de rede básica (R\$ 5 milhões); compensados pelo aumento em : (iii) encargo de conexão (R\$ 3 milhões), (iv) encargo de Energia de Reserva (R\$ 11 milhões).

Principais variações do custo com energia elétrica de 31 de dezembro de 2015, comparado com 31 de dezembro de 2014:

Os Diretores esclarecem que o custo de energia elétrica em 2015 totalizou R\$ 2.369 milhões, representando um aumento de 37,0% (R\$ 640 milhões) comparado com 2014, apresentando as seguintes variações:

- Energia elétrica comprada para revenda

Os Diretores esclarecem que o aumento de 30,0% (R\$ 483 milhões), devido principalmente a: (i) maior custo médio dos contratos de energia no ambiente regulado, que foram afetados pelo acionamento das usinas termelétricas, para compensar os baixos índices dos reservatórios hídricos; (ii) aumento no custo médio da quota parte de Itaipu em decorrência do aumento da tarifa em dólar e pela desvalorização do real frente ao dólar em aproximadamente 32% no ano de 2015 (iii) aumento nos custos de risco hidrológico, cotas de garantia física e contratos de energia elétrica no ambiente regulado, compensado pela redução no custo de energia comprada no mercado de curto prazo, resultado do maior volume contratado e menor volume de energia vendida no período.

- Encargos de uso do sistema de distribuição

Os Diretores esclarecem que o aumento de 128,8% (R\$ 157 milhões) ocasionado principalmente pelos encargos de serviço do sistema – ESS e encargo de energia de reserva - EER (R\$ 150 milhões), encargos de rede básica no montante de R\$ 19 milhões e conexão e transporte no montante de R\$ 12 milhões, compensado parcialmente pelo crédito de PIS e COFINS (R\$ 27 milhões).

Custos e Despesas Operacionais:

Principais variações do Custo e Despesas Operacionais no 1º semestre de 2017, comparado ao 1º semestre de 2016:

Os Diretores esclarecem que os custos e despesas operacionais foram de R\$ 488 milhões, no período de 6 (seis) meses encerrado em 30 de junho de 2017, um aumento de 7,1% (R\$ 33 milhões) quando comparado ao período de 6 (seis) meses encerrado em 30 de junho de 2016. Esta variação se deve a:

- Aumento de 3,4% (R\$ 2 milhões) em custos e despesas com pessoal, principalmente pelos efeitos do acordo coletivo de trabalho.
- Aumento de 122,4% (R\$ 3 milhões) em custos e despesas com entidade de previdência privada, pelos registros dos impactos do laudo atuarial no período 2017.
- Aumento de 5,6% (R\$ 3 milhões) em custos e despesas de serviços de terceiros, principalmente em função do aumento com serviços de terceiros na manutenção de linhas e redes.
- Aumento de 37,6% (R\$ 52 milhões) em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição.
- Redução de 16,5% (R\$ 3 milhões) em custos e despesas operacionais em material, principalmente decorrente de equipamentos de segurança e medicina do trabalho.
- Redução de 30,5% (R\$ 28 milhões) em outros custos e despesas operacionais, decorrente basicamente da:
 - (i) redução de provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 26 milhões);
 - (ii) "outro" sendo composto por ganhos e perdas na desativação e alienação de ativos, multas regulatórias e compensatórias (R\$ 5 milhões), sendo compensados pelo aumento em
 - (iii) provisões legais, judiciais e indenizações (R\$ 2 milhões),
 - (iv) arrendamento e

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

aluguéis (R\$ 1 milhão), e (v) taxa de arrecadação e despesas com publicidade (R\$ 1 milhão).

Principais variações dos custos e despesas operacionais de 31 de dezembro de 2016, comparado com 31 de dezembro de 2015:

Os Diretores esclarecem que os custos e despesas operacionais foram de R\$ 977 milhões, um aumento de R\$ 207 milhões quando comparado com 2015. Esta variação deve-se a:

- Aumento de R\$ 18 milhões (12,2%) em custos e despesas com pessoal, devido efeito do acordo coletivo de trabalho e incremento de 100 equipes com o objetivo de atender o Plano de Resultados.
- Aumento de R\$ 4 milhões (13,1%) em custos e despesas operacionais em materiais, principalmente pelos aumentos em: (i) reposição de material para manutenção de linhas e redes (R\$ 2 milhões); e (ii) materiais para manutenção de frota (R\$ 3 milhões).
- Redução de R\$ 14 milhões (10,8%) em custos e despesas de serviços de terceiros, principalmente em função da redução com equipes de terceiros na manutenção de linhas e redes (R\$ 18 milhões) compensado parcialmente manutenção de hardware/software (R\$ 3 milhões).
- Aumento de R\$ 66 milhões (27,8%) em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição.
- Aumento de R\$ 122 milhões (136,1%) em outros custos e despesas operacionais, decorrente basicamente: (i) aumento da provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 56 milhões); (ii) aumento de arrendamentos e aluguéis (R\$ 13 milhões); e (iii) aumento nas despesas legais, judiciais e indenizações (R\$ 49 milhões).

Principais variações dos custos e despesas operacionais de 31 de dezembro de 2015, comparado com 31 de dezembro de 2014:

Os Diretores esclarecem que os custos e despesas operacionais foram de R\$ 770 milhões, um aumento de R\$ 116 milhões quando comparado com 2014. Esta variação deve-se a:

- Aumento de R\$ 37 milhões (33,8%) em custos e despesas com pessoal, devido efeito do acordo coletivo de trabalho e internalização de equipes multitarefas.
- Aumento de R\$ 15 milhões (91,6%) em custos e despesas operacionais em materiais, principalmente pelos aumentos em: (i) reposição de material para manutenção de linhas e redes (R\$ 1 milhão); (ii) materiais para manutenção de frota (R\$ 4 milhões); ferramentas (R\$ 1 milhão) e uniformes e proteção individual (R\$ 9 milhões) em decorrência da contratação de equipes de manutenção da rede de distribuição.
- Redução de R\$ 19 milhões (12,6%) em custos e despesas de serviços de terceiros, principalmente em função da redução com equipes de terceiros na manutenção de linhas e redes (R\$ 27 milhões) compensada parcialmente pelo aumento de honorários advocatícios, auditorias e consultorias financeiras relacionadas à emissão e renegociação de dívidas (R\$ 7 milhões).
- Aumento de R\$ 12 milhões (5,3%) em custos de construção de infraestrutura da concessão, decorrente dos investimentos em melhoria e expansão do sistema de distribuição.
- Aumento de R\$ 66 milhões (282,2%) em outros custos e despesas operacionais, decorrente basicamente: (i) aumento da provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 29 milhões); (ii) aumento das penalidades regulatórias (DIC/FIC/DMIC/DICRI) (R\$ 6 milhões), adicionalmente incremento na linha de OPEX devido reclassificação das penalidades para o grupo de despesas operacionais (R\$ 20 milhões); de arrendamentos e aluguéis (R\$ 8 milhões); (iii) aumento nas despesas legais e judiciais (R\$ 6 milhões); parcialmente compensada pelo aumento da capitalização de custos (R\$ 4 milhões).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Resultado financeiro:

Principais variações do Resultado Financeiro no no 1º semestre de 2017, comparado ao 1º semestre de 2016:

Os Diretores esclarecem que o resultado financeiro líquido apresentou uma despesa de R\$ 60 milhões no 1º semestre de 2017, representando uma redução de 7,6% (R\$ 5 milhões) em comparação ao 1º semestre de 2016. Esta variação decorre basicamente da:

- Redução nas receitas financeiras de 31,1% (R\$ 21 milhões), devido principalmente a (i) atualização de ativo financeiro setorial (R\$ 11 milhões); (ii) atualizações monetárias e cambiais (R\$ 9 milhões), e (iii) rendas de aplicação financeiras (R\$ 1 milhão).
- Redução nas despesas financeiras de 19,6% (R\$ 26 milhões), principalmente pela redução dos encargos de dívidas no montante de R\$ 42 milhões, compensado pelo aumento na atualização do ativo financeiro setorial (R\$ 13 milhões) e atualização monetária e cambial (R\$ 2 milhões).

Principais variações do resultado financeiro de 31 de dezembro de 2016, comparado com 31 de dezembro de 2015:

Os Diretores esclarecem que o resultado financeiro líquido apresentou uma despesa de R\$ 198 milhões em 2016, representando um aumento de 49,9% (R\$ 66 milhões), comparado com 2015. Esta variação decorre basicamente:

- Redução nas receitas financeiras de 45,0% (R\$ 86 milhões), decorrente principalmente (i) redução da atualização de ativo financeiro setorial (R\$ 30 milhões); (ii) redução das atualizações monetárias e cambiais (R\$ 75 milhões); (iii) reclassificação da receita de multas de auto religação para a receita líquida operacional (R\$ 10 milhões); compensadas parcialmente por (iv) aumento do rendimento sobre a aplicação financeira (R\$ 13 milhões); (v) aumento nos acréscimos e multas moratórias sobre faturas de clientes (R\$ 14 milhões); (vi) aumento das atualizações de depósitos judiciais.
- Redução nas despesas financeiras de 6,2% (R\$ 20 milhões), principalmente pela redução na atualização monetária, juros e multas sobre parcelamento de tributos – ICMS, PIS e Cofins (R\$ 19 milhões).

Principais variações do resultado financeiro de 31 de dezembro de 2015, comparado com 31 de dezembro de 2014:

Os Diretores esclarecem que o resultado financeiro líquido apresentou uma despesa de R\$ 132 milhões em 2015, representando um aumento de 445,2% (R\$ 170 milhões), comparado com 2014. Esta variação decorre basicamente:

- Aumento nas receitas financeiras de 56,7% (R\$ 69 milhões), decorrente principalmente (i) aumento juros e atualização monetária sobre fatura de clientes, tendo como principal impacto os precatórios junto a prefeituras (R\$ 56 milhões); (ii) aumento da atualização de ativo financeiro setorial (R\$ 33 milhões); parcialmente compensado (iii) pela reclassificação da atualização monetária do ativo financeiro da concessão para o resultado operacional (R\$ 20 milhões).
- Aumento nas despesas financeiras de 286% (R\$ 239 milhões), principalmente pelos aumentos: (i) reversão de multa e juros contingentes sobre o passivo do Despacho nº 288 ocorrida em 2014 (R\$ 108 milhões); (ii) encargos de dívida devido a maior taxa de juros em 2015 e aumento do principal de empréstimos e financiamentos (R\$ 92 milhões); (iii) na despesa de variação cambial, reflexo da desvalorização do real frente a moeda estrangeira (R\$ 27 milhões); (iv) multa e atualização monetária sobre parcelamentos de tributos – ICMS, PIS e Cofins (R\$ 17 milhões); parcialmente compensada (v) pela redução de multas regulatórias (R\$ 6 milhões).

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o resultado:

Principais variações do imposto de renda e contribuição social no 1º semestre de 2017, comparado ao 1º semestre de 2016:

Os Diretores esclarecem que a apuração do imposto de renda e contribuição social sobre o resultado da empresa teve uma despesa de R\$ 6 milhões no 1º semestre de 2017, representando aumento na despesa de R\$ 10 milhões em comparação ao 1º semestre de 2016.

Principais variações do imposto de renda e contribuição social sobre o resultado de 31 de dezembro de 2016, comparado com 31 de dezembro de 2015:

Os Diretores esclarecem que a apuração do imposto de renda e contribuição social sobre o resultado da empresa teve uma despesa de R\$ 220 milhões em 2016, representando um aumento de 100% quando comparado com 2015. Essa variação é devido à nova expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, pelo prazo de vigência do contrato de concessão.

Principais variações do imposto de renda e contribuição social sobre o resultado de 2015, comparado com 2014:

Os Diretores esclarecem que a apuração do imposto de renda e contribuição social sobre o resultado da empresa teve uma receita de R\$ 0,2 milhões em 2015, representando uma redução de R\$ 100,8 milhões em relação a 2014, cujo resultado foi negativo de R\$ 100,6 milhões.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2. Comentários dos diretores sobre:

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

De acordo com a Diretoria, o segmento de distribuição de energia elétrica reflete primordialmente as vendas a consumidores cativos e tarifa 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

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

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Resultados das Operações —1º semestre de 2017 em comparação ao 1º semestre de 2016

Receita operacional líquida

Os Diretores esclarecem que em comparação ao primeiro semestre de 2016, as receitas operacionais líquidas apresentaram aumento de 6,20% (R\$ 88 milhões) no primeiro semestre de 2017, totalizando R\$ 1.512 milhões. O aumento na receita operacional líquida refletiu principalmente da redução no saldo a devolver ao consumidor de ativos e passivos financeiros setoriais que representou um impacto de 66,5% (R\$ 187 milhões) sendo que, esta redução reflete diferenças temporárias entre os custos orçados incluídos na tarifa no início do período tarifário, e os efetivamente incorridos enquanto em vigor, criando um direito 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 nossa Revisão de Informações Trimestrais – ITR Segundo Trimestre de 2017). 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.

Os Diretores esclarecem que também estão incluídas na receita operacional líquida as receitas com construção de infraestrutura de concessão no valor de R\$ 189 milhões no primeiro semestre de 2017, que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente praticamente no mesmo montante, que apresentou aumento de 37,6% (R\$ 52 milhões) em comparação ao mesmo período do ano anterior.

Fornecimento de Energia Elétrica

Os Diretores esclarecem que o fornecimento faturado a consumidores finais atingiu R\$ 2.093 milhões no primeiro semestre de 2017, apresentando redução de 15,4% em comparação com o mesmo período de 2016, refletindo, principalmente, as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão da Companhia, que estão sujeitas a reajuste tarifário conforme mostrado abaixo:

Os Diretores esclarecem que as tarifas aplicadas pela Companhia são reajustadas a cada ano, sendo os percentuais específicos para cada classe de consumo. No primeiro semestre de 2017, ocorreu o reajuste tarifário anual de -6,43% a partir de 19 de abril (vide nota explicativa 23.2 de nossa Revisão de Informações Trimestrais – ITR Segundo Trimestre de 2017), em abril de 2016, o reajuste aplicado foi de 3,94%.

Os Diretores esclarecem que a redução de 9,8% na quantidade total de energia elétrica vendida aos consumidores finais, que era de 3.639 GWh no primeiro semestre de 2017, em comparação com 4.036 GWh no mesmo período de 2016, estão explicadas a seguir:

- Consumidores industriais. As quantidades vendidas a consumidores industriais cativos reduziram 44,4% quando comparado com o primeiro semestre de 2016, devido à migração para o mercado livre e refletindo o fraco resultado da atividade industrial do país.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

- Consumidores comerciais. As quantidades vendidas a consumidores comerciais cativos reduziram 8,4% quando comparado com o primeiro semestre de 2016, devido à migração para o mercado livre e redução nas vendas do comércio.
- As demais classes de consumo, residencial, rural, poderes públicos e serviços públicos não apresentaram variação expressiva de consumo no período.

Suprimento de energia elétrica

Os Diretores esclarecem que no período, a Companhia, face às operações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, registrou aumento da receita de suprimentos comparado no 1º semestre de 2016 para 2017 no montante de R\$ 80 milhões, devido principalmente pelo aumento no volume comercializado associado ao aumento do PLD em 2017.

Outras receitas operacionais

Os Diretores esclarecem que, comparado ao primeiro semestre de 2016, as outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de construção da infraestrutura da concessão, a atualização do ativo financeiro da concessão e ativos e passivos financeiros setoriais) apresentaram aumento de 33,2% (R\$ 81 milhões), principalmente devido a (i) receita de TUSD pela disponibilização da rede elétrica a consumidores livres (R\$ 49 milhões), (ii) subvenção de baixa renda, subsídios tarifários e liminares (R\$ 27 milhões), e (iii) aumento de outras receitas e rendas (R\$ 5 milhões).

Os Diretores esclarecem que a atualização de ativo financeiro da concessão foi de R\$ 11 milhões no primeiro semestre de 2017, apresentando redução de 69,9% (R\$ 25 milhões), quando comparada ao mesmo período de 2016.

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 41,7% de nossa receita operacional bruta no primeiro semestre de 2017 e 45,8% no mesmo período de 2016. Comparado ao primeiro semestre de 2016, essas deduções totalizaram 10,3% (R\$ 125 milhões) atingindo R\$ 1.081 milhões no primeiro semestre 2017, principalmente devido (i) redução de R\$ 46 milhões das contribuições para a Conta CDE, como resultado das novas quotas definidas pela ANEEL em 2017 (ver nota 23.5 de nossa Revisão de Informações Trimestrais – ITR Segundo Trimestre de 2017); (ii) redução de R\$ 21 milhões em receitas de bandeira tarifária; (iii) redução de R\$ 62 milhões referente a ICMS, sendo parcialmente compensado pelo (iv) aumento no PROINFRA de R\$ 5 milhões.

Custo de energia elétrica

Os Diretores esclarecem que a energia comprada para revenda comparado ao primeiro semestre de 2016, nossos custos de compra de energia para revenda aumentaram 12,9% (R\$ 100 milhões) no 1º semestre de 2017 para R\$ 881 milhões (60,9% de nossos custos e despesas operacionais totais), devido principalmente a: (i) aumento de 17,9% no preço médio da energia comprada, basicamente pelo (a) aumento de R\$ 103 milhões em energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais; (b) aumento de R\$ 23 milhões referente a energia de curto prazo, compensados pela (c) redução de PROINFA no montante de R\$ 10 milhões, e (d) redução de energia de Itaipu em R\$ 2 milhões e (ii) redução de 4,1% no volume de energia comprado.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Os Diretores esclarecem que os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição: comparado ao primeiro semestre de 2016, apresentou uma redução de 42,1% (R\$ 57 milhões) para R\$ 79 milhões em 2017, devido principalmente à redução dos: (i) encargo de serviço de sistema – ESS (R\$ 49 milhões); (ii) encargos de energia de reserva (R\$ 21 milhões), compensados pelo aumento em; (iii) encargo de rede básica (R\$ 7 milhões), (iv) encargo de conexão (R\$ 1 milhões), e (v) crédito de PIS e COFINS (R\$ 3 milhões).

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. Nosso custos e despesas operacionais foram de R\$ 488 milhões no 1º semestre de 2017, apresentando aumento de 7,1% (R\$ 32 milhões) quando comparado com 1º semestre de 2016. Esta variação deve-se principalmente aos aumentos de: (i) R\$ 2 milhões em custos e despesas com pessoal, principalmente em função dos efeitos do acordo coletivo de trabalho; (ii) R\$ 3 milhões em despesa com entidade de previdência privada, pelos registros dos impactos do laudo atuarial no período; (iii) aumento de R\$ 3 milhões em custos e despesas com serviços de terceiros, principalmente em função do aumento com serviços de terceiros na manutenção de linhas e redes; (iv) R\$ 52 milhões em custos de construção de infraestrutura da concessão; (v) R\$ 2 milhões em provisões legais, judiciais e indenizações; (vi) R\$ 1 milhão em arrendamento e alugueis, e (vii) R\$ 1 milhão taxa de arrecadação e despesas com publicidade, compensados pelas reduções em: (viii) R\$ 3 milhões em material, principalmente decorrente de equipamentos de segurança e medicina do trabalho; (ix) redução de R\$ 26 milhões de provisão para créditos de liquidação duvidosa, e (x) redução de R\$ 5 milhões em outras despesas, principalmente nos ganhos e perdas na desativação e alienação de ativos, multas regulatórias e compensatórias.

Resultado do serviço de energia elétrica

Os Diretores esclarecem que o resultado do serviço no primeiro semestre de 2017 totalizou R\$ 65 milhões, apresentando aumento de 24,9% (R\$ 13 milhões) em relação à 2016, em função, basicamente do aumento na receita operacional líquida (R\$ 88 milhões) associado aos aumentos nos outros custos e despesas operacionais (R\$ 32 milhões) e custo com energia (R\$ 43 milhões).

Resultado financeiro:

Os Diretores esclarecem que o Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 60 milhões no primeiro semestre de 2017, representando redução de 7,6% (R\$ 5 milhões), comparado com 2016. Esta variação decorre basicamente da:

- Redução nas receitas financeiras de 31,1% (R\$ 21 milhões), decorrente principalmente da (i) redução da atualização de ativo financeiro setorial (R\$ 11 milhões); (ii) redução das atualizações monetárias e cambiais (R\$ 9 milhões); e (iii) redução nas rendas de aplicação financeiras (R\$ 1 milhão).
- Redução nas despesas financeiras de 19,6% (R\$ 26 milhões), principalmente pela redução dos encargos de dívidas no montante de (R\$ 42 milhões), compensado pelo aumento na atualização do ativo financeiro setorial (R\$ 13 milhões), e atualização monetária cambial (R\$ 2 milhões).

Os Diretores esclarecem que, em 30 de junho de 2017, nosso endividamento bruto, empréstimos, financiamentos, encargos de dívida e debêntures (circulante e não circulante) em reais somou R\$ 1.166 milhões (frente a R\$ 1.181 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. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 10,14% (acumulado

10.2 - Resultado operacional e financeiro

nos seis primeiros meses de 2017), comparado a 14,3% do mesmo período de 2016, e a TJLP foi fixada em 7,0% em junho de 2017 e 7,5% no mesmo período de 2016.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Os Diretores esclarecem que o encargo líquido do imposto de renda e contribuição social foi uma despesa de R\$ 6 milhões no 1º semestre 2017, refletindo a base tributária do período.

Prejuízo líquido

Os Diretores esclarecem que comparado ao 1º semestre de 2016 e devido aos fatores discutidos acima, a Companhia apresentou uma redução no prejuízo de 91,7% (R\$ 8 milhões).

Resultados das Operações: 31 de dezembro 2016 em comparação com 31 de dezembro de 2015

Receita operacional líquida

Os Diretores esclarecem que, em comparação a 2015, as receitas operacionais líquidas apresentaram redução de 12,6% (ou R\$ 413 milhões) em 2016, totalizando R\$ 2.853 milhões. A redução na receita operacional resultou principalmente de ativos e passivos financeiros setoriais que representou um impacto de 170,8% ou R\$ 868 milhões sendo que, esta receita reflete diferenças temporárias entre os custos orçados incluídos na tarifa no início do período tarifário, e os efetivamente incorridos enquanto em vigor, criando um direito 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\$ 304 milhões em 2016, que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente praticamente no mesmo montante.

Fornecimento de Energia Elétrica

Os Diretores esclarecem que o fornecimento faturado a consumidores finais atingiu R\$ 4.616 milhões em 2016, apresentando um crescimento de 3,1% 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:

- 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 3,94% a partir de 19 de abril (vide nota explicativa 23.2 das demonstrações financeiras).

Os Diretores esclarecem que a redução de 5,5% na quantidade total de energia elétrica vendida aos Consumidores Finais, que era de 7.379GWh em 2016, em comparação com 7.813 GWh em 2015, estão explicadas a seguir:

- Consumidores industriais. As quantidades vendidas a consumidores industriais cativos reduziram 24,2% quando comparado com 2015, devido à migração para o mercado livre e refletindo o fraco resultado da atividade industrial do país.

Suprimento de energia elétrica

Os Diretores esclarecem que, no exercício findo em 31 de dezembro de 2016, a Companhia, face às operações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, registrou aumento da receita de

10.2 - Resultado operacional e financeiro

suprimentos no montante de R\$ 18 milhões, comparado com o mesmo exercício de 2015 devido principalmente pelo aumento no volume comercializado o qual parcialmente foi compensado pela redução do PLD.

Outras receitas operacionais

Os Diretores esclarecem que comparado com 2015, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de construção da infraestrutura da concessão e a atualização do ativo financeiro da concessão) apresentaram redução de 17,4% (R\$ 714 milhões), principalmente devido a (i) redução 170,8% (R\$ 868 milhões) na receita de ativos e passivos financeiros setorial (ver nota 8 das nossas demonstrações financeiras), compensado pelo aumento na (ii) receita de TUSD pela disponibilização da rede elétrica a consumidores livres (R\$ 85 milhões), (iii) aumento de 24% (R\$ 55 milhões) decorrente do registro da subvenção de baixa renda e descontos em tarifas e (iv) aumento de outras receitas (R\$ 15 milhões).

Deduções da receita operacional

Os Diretores esclarecem que deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS) é calculado com base na receita bruta de venda para consumidores finais (fornecimento faturado); o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta total, e os programas de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida, enquanto outros encargos setoriais podem variar dependendo da tarifa ou da quota determinada pela ANEEL. Estas deduções representaram 44,3% de nossa receita operacional bruta em 2016 e 42,3% em 2015. Comparado a 2015, essas deduções reduziram 5,1% (ou R\$ 121 milhões) atingindo R\$ 2.269 milhões em 2016, principalmente devido (i) redução de R\$ 122 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) redução de R\$ 263 milhões em receitas de bandeira tarifária e outras reconhecidas em 2016; parcialmente compensado pelo (iii) aumento de 23,7% (ou R\$ 219 milhões) em ICMS, devido ao aumento da alíquota a partir de janeiro de 2016, e (iv) aumento de 9,8% (ou R\$ 43 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 a energia comprada para revenda: comparado a 2015, nossos custos de compra de energia comprada para revenda reduziram 22,8% (ou R\$ 476 milhões) em 2016 para R\$ 1.613 milhões (56,5% de nossos custos e despesas operacionais totais), devido principalmente a (i) redução de 16,9% (R\$ 348 milhões) no preço médio da energia comprada sendo (i) redução no preço de Itaipu e efeito do dólar associado a (ii) redução no preço de liquidação de diferenças ("PLD") e redução de volume nas compras de energia na CCEE, compensado (iii) pela redução de 25,4% (R\$ 54 milhões) dos créditos de PIS e COFINS.

Os Diretores esclarecem que os 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 10,8% (ou R\$ 30 milhões) para R\$ 249 milhões em 2016, devido principalmente à redução dos: (i) Encargos de serviço de sistema – ESS de R\$ 38 milhões; (ii) Encargos de Rede Básica de (R\$ 5 milhões), compensado pelo aumento (iii) Encargos de Energia de Reserva de (R\$ 11 milhões) e pela redução de encargos de conexão no montante de (R\$ 3 milhões).

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, nossos outros custos e despesas operacionais foram de R\$ 977 milhões, apresentando aumento de 26,8% (R\$ 206 milhões) quando comparado com 2015. Esta variação deve-se principalmente os aumentos: (i) R\$ 18 milhões em custos e despesas com pessoal, principalmente em função dos efeitos do acordo coletivo de trabalho, associado ao aumento de 100

10.2 - Resultado operacional e financeiro

equipes com o objetivo de atender o Plano de Resultados; (ii) R\$ 4 milhões em custos e despesas com material, sendo: R\$ 2 milhões na reposição de materiais para manutenção de linhas e redes; R\$ 3 milhões materiais para manutenção da frota; (iii) R\$ 66 milhões em custos de construção de infraestrutura da concessão; (iv) R\$ 56 milhões aumento nas despesas de provisão para devedores duvidosos; R\$ 13 milhões em arrendamento e aluguéis; e R\$ 49 milhões nas despesas legais e judiciais, compensado parcialmente pela redução de (v) R\$ 14 milhões em custos e despesas em serviços de terceiros, sendo: R\$ 18 milhões com equipes de terceiros na manutenção de linhas e redes, compensado parcialmente pelo aumento de R\$ 3 milhões em serviços de manutenção de hardware/software.

Resultado do serviço de energia elétrica

Os Diretores esclarecem que o resultado do serviço em 2016 totalizou R\$ 14 milhões, apresentando redução de 89,1% (R\$ 113 milhões) em relação a 2015, em função, basicamente da redução na receita operacional líquida (R\$ 413 milhões) associado ao aumento nos outros custos e despesas operacionais (R\$ 206 milhões) compensado pela redução no custo com energia elétrica (R\$ 507 milhões).

Resultado financeiro:

Os Diretores esclarecem que o Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 198 milhões em 2016, representando um aumento de R\$ 66 milhões, comparado com 2015. Esta variação decorre basicamente:

- Redução nas receitas financeiras de 45,0% (R\$ 86 milhões), decorrente principalmente (i) redução da atualização de ativo financeiro setorial (R\$ 30 milhões); (ii) redução das atualizações monetárias e cambiais (R\$ 75 milhões); (iii) reclassificação da receita de multas de auto religação para a receita líquida operacional (R\$ 10 milhões); compensadas parcialmente por (iv) aumento do rendimento sobre a aplicação financeira (R\$ 13 milhões); (v) aumento nos acréscimos e multas moratórias sobre faturas de clientes (R\$ 14 milhões); (vi) aumento das atualizações de depósitos judiciais;
- Redução nas despesas financeiras de 6,2% (R\$ 20 milhões), decorrente principalmente pela redução na atualização monetária, juros e multa sobre parcelamento de tributos – ICMS, PIS e COFINS.

Os Diretores esclarecem que em 31 de dezembro de 2016, nosso endividamento bruto, empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas, debêntures circulante e não circulante em reais somou R\$ 1.181 milhões (R\$ 1.403 milhões em 31 de dezembro de 2015), sobre o qual incidem juros e inflação, calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro brasileiro. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 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 o encargo líquido do imposto de renda e contribuição social foi R\$ 220 milhões em 2016, reflexo do ajuste na expectativa da realização do prejuízo fiscal no decorrer do prazo remanescente da concessão.

Prejuízo líquido

Os Diretores esclarecem que comparado a 2015 e devido aos fatores discutidos acima, o prejuízo líquido apresentou aumento de 7.980% (ou R\$ 399 milhões), para R\$ 404 milhões em 2016.

Resultados das Operações: 31 de dezembro de 2015 em comparação com 31 de dezembro de 2014 **Receita operacional líquida**

Os Diretores esclarecem que em comparação a 2014, as receitas operacionais líquidas apresentaram aumento de 23,0% (ou R\$ 610 milhões) em 2015, totalizando R\$ 3.266 milhões. O aumento na receita operacional ocorre principalmente pelo registro de ativos e passivos financeiros setoriais, que representaram um impacto positivo de 299,3% ou R\$ 381 milhões, esta receita reflete diferenças temporárias entre os nossos custos incluídos na tarifa no início do período tarifário e os efetivamente incorridos enquanto em vigor, criando um direito de receber ou pagar

10.2 - Resultado operacional e financeiro

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 25 de nossas demonstrações financeiras de 2015). 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, gerando futuros reajustes nas tarifas que levam em conta as despesas maiores na compra de energia da usina de Itaipu em dólares norte-americanos.

Os Diretores esclarecem que também estão incluídas na receita operacional líquida as receitas com construção de infraestrutura de concessão no valor de R\$ 238 milhões em 2015 e R\$ 226 milhões em 2014, que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente praticamente no mesmo montante.

Fornecimento de Energia Elétrica

Os Diretores esclarecem que o fornecimento faturado a consumidores finais atingiu R\$ 4.323 milhões em 2015, apresentando um crescimento de 49,6% 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 abril de 2015 ocorreu o reajuste tarifário médio anual de 6,95% para os clientes de alta tensão e 4,36% para clientes atendidos em baixa tensão.

A redução de 7,2% na quantidade total de energia elétrica vendida aos Consumidores Finais, que era de 7.751 GWh em 2015, em comparação com 8.351 GWh em 2014, estão explicadas a seguir:

- Consumidores industriais. As quantidades vendidas a consumidores industriais cativos reduziram 8,5% quando comparado com 2014, devido principalmente à migração para o mercado livre.

Outras receitas operacionais

Os Diretores esclarecem que, comparado com 2014, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de construção da infraestrutura da concessão e a atualização do ativo financeiro da concessão) apresentaram aumento de 118,8% (R\$ 469 milhões), principalmente devido ao (i) aumento 299,3% (R\$ 381 milhões) na receita de ativos e passivos financeiros setorial (ver nota 25 das demonstrações financeiras do exercício de 2015), (ii) receita de TUSD pela disponibilização da rede elétrica a consumidores livres (R\$ 53 milhões), (iii) aumento de 23,9% (R\$ 44 milhões) decorrente do registro da subvenção de baixa renda e descontos em tarifas, parcialmente compensada pela (iii) redução de outras receitas (R\$ 9 milhões).

Deduções da receita operacional

Os Diretores esclarecem que deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS) é calculado com base na receita bruta de venda para consumidores finais (fornecimento faturado); o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta total, e os programas de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica (encargos regulatórios) são calculados com base na receita operacional líquida, enquanto outros encargos setoriais podem variar dependendo da tarifa ou da quota determinada pela ANEEL. Estas deduções representaram 42,3% de nossa receita operacional bruta em 2015 e 27,0% em 2014. Comparado a 2014, essas deduções aumentaram 143,0% (ou R\$ 1.407 milhões) atingindo R\$ 2.390 milhões em 2015, principalmente devido: (i) a um aumento de R\$ 621 milhões das contribuições para a Conta CDE, como resultado das novas quotas definidas pela ANEEL em 2015; (ii) um aumento de R\$ 323 milhões em receitas de bandeira tarifária reconhecidas em 2015; (iii) aumento de 51,0% (ou R\$ 311 milhões) em ICMS, devido o aumento do

10.2 - Resultado operacional e financeiro

faturamento bruto, e (iv) um aumento de 49,5% (ou R\$ 143 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 a energia comprada para revenda: comparado a 2014, nossos custos de compra de energia comprada para revenda aumentaram 30,0% (ou R\$ 483 milhões) em 2015 para R\$ 2.089 milhões (67,0% dos custos e despesas operacionais totais), devido principalmente a (i) maior custo médio dos contratos de energia no ambiente regulado, que foram afetados pelo acionamento das usinas termelétricas, para compensar os baixos índices dos reservatórios hídricos; (ii) aumento do custo médio da quota parte de Itaipu em decorrência do aumento da tarifa em dólar e pela desvalorização do real frente ao dólar em aproximadamente 32% no ano de 2015 e (iii) aumento dos custos de risco hidrológico, cotas de garantia física e contratos de energia elétrica no ambiente regulado, compensado pela redução no custo da energia comprada no mercado de curto prazo, resultado do maior volume contratado e menor volume de energia vendida no período.

Os Diretores esclarecem que os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição: comparado a 2014, os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram um aumento 128,8% (ou R\$ 157 milhões) para R\$ 279 milhões em 2015, devido principalmente ao aumento: (i) encargos de serviço de sistema – ESS de R\$ 141 milhões; (ii) encargos de rede básica de (R\$ 19 milhões), (iii) conexão e transporte no montante de (R\$ 12 milhões); (iv) encargo de energia de reserva – ERR (R\$ 9 milhões), parcialmente compensado pelo aumento do crédito de PIS e COFINS (R\$ 27 milhões).

Custos e despesas operacionais

Os Diretores esclarecem que nossas despesas operacionais abrangem os custos com pessoal, material, serviços de terceiros, custos relacionados à construção da infraestrutura da concessão e outras despesas operacionais. Nossas despesas operacionais em 2015 foram de R\$ 770 milhões, apresentando aumento de 17,8% (R\$ 116 milhões) em comparação a 2014. Esta variação deve-se principalmente os aumentos: (i) R\$ 37 milhões em despesas com pessoal, principalmente em função dos efeitos do acordo coletivo de trabalho, associado ao aumento de 720 posições no quadro de colaboradores próprios, principalmente nas equipes de manutenção da rede de distribuição; (ii) R\$ 15 milhões em despesas com material, tendo como principal responsável o aumento dos custos de frota, ferramentas e uniformes em decorrência da contratação de equipes de manutenção da rede de distribuição; (iii) R\$ 12 milhões em custos de construção de infraestrutura da concessão; (iv) R\$ 29 milhões aumento nas despesas de provisão para devedores duvidosos; R\$ 8 milhões em arrendamento e aluguéis; e R\$ 6 milhões nas despesas legais e judiciais; R\$ 26 milhões em multas compensatórias, compensado parcialmente pela redução de (v) R\$ 19 milhões em serviços de terceiros, sendo: R\$ 27 milhões com equipes de terceiros na manutenção de linhas e redes, compensado parcialmente em R\$ 7 milhões devido custo de honorários advocatícios, auditorias e consultorias financeiras relacionadas à emissão e renegociação de dívidas.

Resultado do serviço de energia elétrica

Os Diretores esclarecem que o resultado do serviço em 2015 totalizou R\$ 127 milhões, apresentando redução de 53,6% (R\$ 146 milhões) em relação a 2014, em função, basicamente do aumento do custo de energia e encargo de uso do sistema de transmissão (R\$ 641 milhões) e aumento das despesas operacionais (R\$ 116 milhões), compensado pelo aumento da receita líquida (R\$ 610 milhões).

Resultado financeiro:

Os Diretores esclarecem que o resultado financeiro líquido apresentou uma despesa de R\$ 132 milhões em 2015, representando um aumento de R\$ 170 milhões, comparado com 2014. Esta variação decorre basicamente:

- Aumento nas receitas financeiras de (R\$ 69 milhões), decorrente principalmente (i) aumento juros e atualização monetária sobre fatura de clientes, tendo como principal impacto os precatórios junto a prefeituras (R\$ 56 milhões); (ii) aumento da atualização de ativo financeiro setorial (R\$ 33 milhões); parcialmente compensado (iii)

10.2 - Resultado operacional e financeiro

pela reclassificação da atualização monetária do ativo financeiro da concessão para o resultado operacional (R\$ 20 milhões).

- Aumento nas despesas financeiras de 286% (R\$ 239 milhões), principalmente pelos aumentos: (i) reversão de multa e juros contingentes sobre o passivo do Despacho nº 288 ocorrida em 2014 (R\$ 108 milhões); (ii) encargos de dívida devido a maior taxa de juros em 2015 e aumento do principal de empréstimos e financiamentos (R\$ 92 milhões); (iii) na despesa de variação cambial, reflexo da desvalorização do real frente a moeda estrangeira (R\$ 27 milhões); (iv) multa e atualização monetária sobre parcelamentos de tributos – ICMS, PIS e Cofins (R\$ 17 milhões); parcialmente compensada (v) pela redução de multas regulatórias (R\$ 6 milhões).

Imposto de Renda e Contribuição Social

Os Diretores esclarecem que, em 2015, o imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido apresentou uma receita de R\$ 0,2 milhões, representando uma redução de R\$ 100,8 milhões em relação a 2014, cujo resultado foi negativo de R\$ 100,6 milhões. A Companhia entende que a redução na despesa foi principalmente ocasionada pelo prejuízo apresentado no exercício de 2015.

Prejuízo líquido

Os Diretores esclarecem que, comparado a 2014 e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou redução de 102,3% (ou R\$ 216 milhões).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

• Período encerrado em 30 de junho de 2017

Os Diretores esclarecem que as informações contábeis intermediárias foram elaboradas e estão sendo apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e também com base nas normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - (CVM), aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais (ITR), de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) – Demonstração intermediária. 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.

• Período encerrado 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. 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.

• Período encerrado 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. Houve mudanças na prática contábil relativa à:

(i) classificação dos indicadores de continuidade (DIC/FIC/DMIC/DICRI) como "Outros custos operacionais", anteriormente apresentados como "Despesas financeiras", e à classificação da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) como "Deduções da receita operacional bruta", anteriormente apresentada como "Custos operacionais". Ambas as classificações tiveram como objetivo o alinhamento ao novo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – "MCSE", emitido pela ANEEL, com entrada em vigor a partir de 1º de janeiro de 2015; e

(ii) **classificação** da atualização do ativo financeiro indenizável da concessão no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas à atividade fim da Companhia, por refletir mais apropriadamente o modelo de seu negócio de distribuição de energia elétrica e propiciar a melhor apresentação quanto à sua posição patrimonial e seu desempenho. Esta receita estava anteriormente apresentada no grupo do resultado financeiro.

• Período encerrado em 31 de dezembro de 2014

Os Diretores esclarecem que as demonstrações financeiras de 2014 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

mudanças em pronunciamentos **aplicáveis** a partir de 2014. Houve mudanças na prática contábil relativa à:

(i) prática contábil ao reconhecimento de ativos e passivos financeiros setoriais. A Companhia aplicou prospectivamente a OCPC 08 – Reconhecimento de determinados ativos e passivos nos relatórios contábil-financeiro de propósito geral das distribuidoras de energia elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras de Contabilidade a partir de 10 de dezembro de 2014. Os diretores esclarecem também que a Companhia aplicou OCPC 07 – Evidenciação na divulgação dos relatórios contábil-financeiros de propósito geral – no referido exercício, verificando a relevância das informações divulgadas em suas demonstrações contábeis.

(b) **efeitos significativos das alterações em práticas contábeis**

Os Diretores esclarecem que não houve alterações nas práticas contábeis no período de 6 (seis) meses findo em 30 de junho de 2017 e nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014.

(c) **ressalvase ênfases presentes no relatório do auditor**

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

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 26 de julho de 2017, emitido pela Ernst & Young Auditores Independentes, não contém parágrafos de ressalvas, apenas parágrafos de ênfases.

Os Diretores esclarecem que no relatório mencionam a nota explicativa 2.6, relacionado aos valores referentes ao período findo em 30 de junho de 2016, apresentados para fins de comparação, os quais foram ajustados e estão sendo reapresentados como previsto no CPC 23, Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro. Na opinião dos auditores não contém modificação relacionada a esse assunto.

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

Os Diretores esclarecem que no Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2016, datado de 13 de março de 2017, emitido pela Ernst & Young Auditores Independentes, não contém parágrafos de ressalvas, apenas parágrafos de ênfases.

Os Diretores esclarecem que no relatório mencionam a nota explicativa 2.6, relacionado aos valores referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, apresentados para fins de comparação, os quais foram ajustados e estão sendo reapresentados como previsto no CPC 23, Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro. Na opinião dos auditores não contém modificação relacionada a esse assunto.

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

Os Diretores esclarecem que no Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2015, datado de 15 de fevereiro de 2016, emitido pela Ernst & Young Auditores Independentes, não contém parágrafos de ressalvas, apenas parágrafos de ênfases.

Os Diretores esclarecem que sem ressaltar nossa opinião, chamamos a atenção para a Nota Explicativa nº 1 às demonstrações contábeis, que indica que em 31 de dezembro de 2015, o passivo circulante excede ao valor do ativo circulante em R\$ 1.479.479 mil. Essa condição, juntamente com outros assuntos, conforme descrito na Nota Explicativa nº 1, indicam a existência de incerteza que pode levantar dúvida quanto à capacidade de continuidade operacional da Companhia.

10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor

Os Diretores esclarecem que, conforme mencionado na Nota Explicativa nº 1, a Administração vem adotando diversas medidas para o restabelecimento de seu equilíbrio financeiro, econômico e patrimonial e para a recuperação da sua lucratividade. Essas demonstrações contábeis foram elaboradas no pressuposto do sucesso dessas medidas e não incluem quaisquer ajustes e reclassificações de ativos e passivos, que seriam requeridos no caso de insucesso das medidas mencionadas na Nota Explicativa nº 1.

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

Os Diretores esclarecem que no Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2014, datado de 9 de fevereiro de 2015, emitido pela KPMG Auditores Independentes, não contém parágrafos de ressalvas nem de ênfase.

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 como categoria B.

10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras**10.6 Descrição dos diretores sobre itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor.****(a) os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items):**

- (i) arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos;
- (ii) carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos;
- (iii) contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços;
- (iv) contratos de construção não terminada;
- (v) contratos de recebimentos futuros de financiamento;

Os Diretores esclarecem que em 30 de junho de 2017 não há, e em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 não havia, itens que não estão ou foram refletidos no balanço patrimonial que tenham, ou possam vir a ter um efeito relevante na condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital da Companhia.

Os Diretores esclarecem que, em 30 de junho de 2017 a Companhia possui obrigações contratuais e compromissos, tais como os compromissos relacionados a contratos de longo prazo para compra e venda de energia, que estão apresentados em forma de tabela no item 10.1.c deste Formulário de Referência.

(b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

Os Diretores esclarecem que não há outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor.

10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

10.7. Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6, os diretores devem comentar:

(a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor;

Os Diretores esclarecem que em 30 de junho de 2017 não há, e em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 não havia, itens que não estão ou foram refletidos no balanço patrimonial que tenham, ou possam vir a ter um efeito relevante na condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital da Companhia.

(b) natureza e o propósito da operação;

Os Diretores esclarecem que em 30 de junho de 2017 não há, e em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 não havia, itens que não estão ou foram refletidos no balanço patrimonial que tenham, ou possam vir a ter um efeito relevante na condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital da Companhia.

(c) natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação.

Os Diretores esclarecem que em 30 de junho de 2017 não há, e em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014 não havia, itens que não estão ou foram refletidos no balanço patrimonial que tenham, ou possam vir a ter um efeito relevante na condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital da Companhia.

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 primeiro semestre de 2017 e nos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2016, 2015 e 2014, foram R\$ 174 milhões, R\$ 277 milhões, 265 milhões e 198 milhões, respectivamente.

Os Diretores esclarecem que no período de 6 (seis) meses findo em 30 de junho de 2017, o montante de R\$ 174 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 Diretores esclarecem que em 2016, o montante de R\$ 277 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	317	340	358	384	392
Ativos não elétricos	41	18	19	20	21
Total	358	358	377	404	412

- (ii) fontes de financiamento dos investimentos;

Vide item 10.1.d supracitado.

- (iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos;

Os Diretores esclarecem que este item não é aplicável em razão de não estar em andamento qualquer desinvestimento relevante, bem como não haver previsão de desinvestimentos futuros.

(b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor;

Vide item 10.10.a

(c) novos produtos e serviços:

- (i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas;

Os Diretores esclarecem que não há novos produtos ou serviços em desenvolvimento.

- (ii) montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços;

Os Diretores esclarecem que não há novos produtos ou serviços em desenvolvimento.

10.8 - Plano de Negócios

(iii) projetos em desenvolvimento já divulgados;

Os Diretores esclarecem que não há novos produtos ou serviços em desenvolvimento.

(iv) montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços.

Os Diretores esclarecem que não há novos produtos ou serviços em desenvolvimento.

10.9 - Outros fatores com influência relevante

10.9 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

Os Diretores esclarecem que não existem outros fatores que influenciam de maneira relevante o desempenho operacional da Companhia e que não foram mencionados nesta seção.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

11.1. 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 por um mínimo de 3 (três) membros e no máximo 5 (cinco) membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 1 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, caso as ações que detenham não sejam suficientes para assegurar a sua eleição. Também, 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 a supervisão do exercício de suas funções, a manifestação sobre o Relatório da Administração e as contas da Diretoria, a aprovação da contratação de instituição depositária para prestação de serviços de ações escriturais, a deliberação sobre aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, a autorização para celebração de contratos de qualquer natureza, contratos com acionistas e com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, a seleção e/ou a destituição dos auditores externos da Companhia, a constituição de garantias em negócios relacionados aos interesses da Companhia, a deliberação sobre a criação de Comitês e Comissões 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 seis membros, sendo um Diretor Presidente, um Diretor Financeiro, que acumulará as funções de Diretor de Relações com Investidores, um Diretor Administrativo, um Diretor de Assuntos Regulatórios, um Diretor de Gestão de Energia e um Diretor de Distribuição, eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição.

As atribuições da Diretoria Executiva estão previstas nos Arts. 19, 23 e 26 do Estatuto Social da Companhia, sendo sua responsabilidade, dentre outras atribuições, submeter à aprovação do Conselho de Administração (i) as políticas e estratégias da Companhia, (ii) a proposta de aumento de capital e reforma do Estatuto Social, (iii) o plano quinquenal, bem como suas revisões anuais e o orçamento anual, (iv) determinadas operações referentes à aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, (v) constituição de garantias aos negócios de interesse da Companhia, e ainda, (vi) a celebração de contratos com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

(a.3.) 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 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").

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Ao Diretor Administrativo compete dirigir e liderar as atividades de tecnologia de 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
- (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 Descrever as regras, políticas e práticas relativas ao conselho de administração, indicando:
--

- (a) número de reuniões realizadas no último exercício social, discriminando entre número de reuniões ordinárias e extraordinárias
- (b) se existirem, as disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho
- (c) regras de identificação e administração de conflitos de interesses

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			
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 Eletricista	19 - Outros Diretores Diretor Comercial	04/05/2017	Não	0.00%
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	1
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	1
024.833.017-97	Engenheiro Metalúrgico 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%
José Carlos Saciloto Tadiello	04/04/1957	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
227.455.640-72	Economista	10 - Diretor Presidente / Superintendente	04/05/2017	Não	0.00%
Mario Antonio Costa Caldas	11/01/1964	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2017	1 ano - até a AGO que se realizar em 2019	1

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			
489.732.200-63	Eletrötécnico	29 - Outros Conselheiros Conselheiro titular	04/05/2017	Não	0.00%
Luis Henrique Ferreira Pinto	23/06/1961	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2017	1 ano - até a AGO que se realizar em 2019	1
029.352.408-47	Engenheiro Eletricista	20 - Presidente do Conselho de Administração	04/05/2017	Sim	0.00%
Gustavo Estrella	11/03/1974	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	28/04/2017	1 ano - até a AGO que se realizar em 2019	1
037.234.097-09	Administrador de Empresas	35 - Conselheiro(Efetivo) e Dir. Rel. Invest.	04/05/2017	Sim	0.00%
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, com prazo do mandato de 02 anos até a 1ª RCA após a AGO 2019; Data da eleição 04/05/2017; Data da posse 04/05/2017.					
Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência					
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 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.					
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, Embraer 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 5 (cinco) anos, o Sr. Thiago Freire Guth não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.					
Wagner Luiz Schneider de Freitas - 024.833.017-97					

Graduado em Engenharia Metalúrgica e de Materiais pelo Instituto Militar de Engenharia - IME/RJ em 1994, com especializações em Engenharia de Materiais pela Universidade Federal do Paraná - UFPR/PR em 1996, em Logística pelo Instituto de Logística da Aeronáutica - ILA/SP em 1997, e mestrado em Engenharia Mecânica e Aeronáutica, Gestão Industrial e Desenvolvimento Estratégico pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica - ITA/SP em 2003. Atuou como Engenheiro de Qualidade pela Volkswagen/Audi de 1998 a 2000. Atuou como Engenheiro de Qualidade na Embracer 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 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.

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.

José Carlos Saciloto Tadiello - 227.455.640-72

Formado em Eletrotécnica/CTI e Ciências Econômicas pela Universidade Federal de Santa Maria e Curso Intensivo de Marketing pela ESPM. Possui pós-graduação em Administração Pública pela FDRH e MBA em Gestão Empresarial pela CEEM/FGV. Com ampla experiência no setor elétrico, o executivo atuou na Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul em diversos cargos, entre eles o de Superintendente do Sistema de Distribuição do RS. Posteriormente, assumiu as Diretorias Financeira e Administrativa da ELETROCEEE, onde também foi membro do Conselho Fiscal e do Conselho de Curadores. No Grupo CPFL, atuou na RGE como Gerente de Relacionamento com o Mercado e Gerente de Serviços Comerciais, atuou também como Coordenador da Comissão Local de Ética da empresa, Secretário do Conselho de Consumidores da RGE e Conselheiro na FIERGS – COINFRA/Energia. Foi Diretor de Gestão de Energia das empresas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE e demais subsidiárias de distribuição do grupo CPFL Energia. entre 2015 e 2016. Atualmente é Diretor Presidente das seguintes sociedades que integram o grupo econômico da Companhia: RGE. As experiências do administrador ocorreram no setor de energia elétrica.

Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. José Carlos Saciloto Tadiello 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.

Mario Antonio Costa Caldas - 489.732.200-63

Eletrotécnico formado pela Escola Técnica Federal de Pelotas, Rio Grande do Sul. Na empresa AES Sul, ingressou na função de eletrotécnico em 1998, e foi eleito em abril de 2013 como Conselheiro de Administração Suplente. Atualmente, ocupa a função de Diretor do Senergisul, eleito em setembro de 2014, o qual não é organização pertencente ao Grupo CPFL. Na RGE Sul, foi eleito em 2017 como Conselheiro de Administração Efetivo. O administrador não ocupa o cargo de diretor em nenhuma outra sociedade do Grupo CPFL. O administrador é um conselheiro independente e o critério para determinar sua independência segue o disposto no Parágrafo 1º do artigo 14 do estatuto social da Companhia, ou seja, os empregados possuem o direito de indicar um membro ao Conselho de Administração, nos termos do item 4.3 III, do Edital nº COD-05/97. As experiências do administrador ocorreram no setor de energia elétrica.

Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. Mário Antonio Costa Caldas 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.

Luis Henrique Ferreira Pinto - 029.352.408-47

Formado em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia de Barretos em 1985. cursou pós-graduação em Engenharia do Sistema Elétrico de Potência pela Escola Federal de Itajubá (EFEI) em 1990, e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) em 2001 (não defendeu tese); e duas especializações, dentre as quais MBA em Gestão Empresarial (2004) e MBA em Gestão Financeira, Controladoria e Auditoria (2011), na Fundação Getúlio Vargas - FGV. Na Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), exerceu diversos cargos, como: Engenheiro de Planejamento da Operação (1986 a 2000); Gerente da Divisão de Serviços da Transmissão da CPFL (2000 a 2001); Gerente da Divisão de Planejamento do Sistema Elétrico da CPFL (2001 a 2002); Gerente do Departamento de Controle Operacional da CPFL Paulista e CPFL Piratininga (2002 a 2006); Diretor de Operações da RGE (2006 a 2009); e Diretor Executivo da RGE (2009 a 2011). Foi representante da CPFL no Grupo Coordenador da Operação Interligada do Sistema Elétrico Sul/Sudeste do Brasil - GCOI/GTPO/ELETROBRAS (1986 a 1996); Representante das Distribuidoras Paulista, Piratininga e RGE no grupo de trabalho para Oferta de Ações da CPFL Energia, na Bolsa de Valores de São Paulo e de Nova Iorque (Initial Public Offering – IPO) (2006); Coordenador do Grupo de Perdas Técnicas na Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE) (2005 a 2006); Professor do Curso de Perdas Técnicas no Setor Elétrico da Fundação COGI (2005 a 2006). Foi também Diretor Presidente da RGE (de junho de 2011 a abril 2013). Foi Diretor Presidente da CPFL Paulista e CPFL Piratininga de 2013 a 2015. Em 2015, foi eleito o Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas 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 aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Gustavo Estrella - 037.234.097-09

Graduado em Administração de Empresas pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ. Pós-graduado (MBA) em Finanças pela IBMEC-RJ. Trabalhou no Grupo Lafarge e nas empresas Light e Brasil Telecom. Está no Grupo CPFL Energia desde 2001, tendo atuado neste período como gerente de Planejamento Econômico-Financeiro, Diretor de Relações com o Mercado Investidor e Diretor de Planejamento e Controle. Desde fevereiro de 2013, é Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia. 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 RGE Sul 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 RGE Sul 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 no exercício findo 31 de dezembro de 2016:

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
Airton Ribeiro de Matos	06	50%
Britaldo Pedrosa Soares	08	66,66%
Clarissa Della Nina Sadoc k Ac c orsi	03	25%
Evaristo Leonardi Gaytán	12	100%
Francisc o José Morandi Lopez	04	33,33%
Gustavo Estrella	01	100%
Julian Jose Nebreda Marquez	05	41,66%
Luis Henrique Ferreira Pinto	01	100%
Marc elo Antonio de Jesus	0	0%
Mário Antonio Costa Caldas	0	0%
Pedro de Freitas Almeida Bueno Vieira	08	66,66%
Ric ardo de Abreu Sampaio Cyrino	09	75%
Sc arlett Maria Alvarez Uzc ategui	07	58%
Sérgio Walmor Dörr	01	100%
Teresa Cristina Querino Vernaglia	03	25%
Viníc ius Oliveira da Silva	0	0%

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária

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

- (a) objetivos da política ou prática de remuneração
- (b) composição da remuneração indicando:
 - (i) descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles
 - (ii) em relação aos 3 últimos exercícios sociais, qual a proporção de cada elemento da remuneração total
 - (iii) metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração
 - (iv) razões que justificam a composição da remuneração
 - (v) a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato
- (c) principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração
- (d) como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho
- (e) como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo;
- (f) existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos
- (g) existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário do emissor

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	1,33	0,00		1,33
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	124.000,00	0,00		124.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00		0,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	31.000,00	0,00		31.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS			
Remuneração variável				
Bônus	0,00	0,00		0,00
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	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações variáveis				
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
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	155.000,00	0,00		155.000,00

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	7,00		14,00
Nº de membros remunerados	0,00	0,83		0,83
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	54.000,00	1.971.000,00		2.025.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00		0,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	21.000,00	754.000,00		775.000,00

Descrição de outras remunerações fixas	Encargos	Encargos		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	554.000,00		554.000,00
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	0,00		0,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP.		
Pós-emprego	0,00	0,00		0,00
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	75.000,00	3.279.000,00		3.354.000,00

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	6,66	7,00		13,66
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	89.000,00	1.757.000,00		1.846.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	136.000,00		136.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	18.000,00	351.000,00		369.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.743.000,00		1.743.000,00
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	501.000,00		501.000,00

Descrição de outras remunerações variáveis		R\$ 349 mil de encargos e R\$ 153 mil de LTC		
Pós-emprego	0,00	71.000,00		71.000,00
Cessação do cargo	0,00	254.000,00		254.000,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	68.000,00		68.000,00
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	106.000,00	4.881.000,00		4.987.000,00

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	6,83	6,08		12,91
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	129.000,00	1.398.000,00		1.527.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	105.000,00		105.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	26.000,00	279.000,00		305.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	1.558.000,00		1.558.000,00
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	411.000,00		411.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		R\$ 312 mil de Encargos e R\$ 99 mil de LTC		
Pós-emprego	0,00	50.000,00		50.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	50.000,00		50.000,00

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	155.000,00	3.851.000,00		4.006.000,00

13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal

13.3 Em relação à remuneração variável dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

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 Em relação à remuneração variável dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

- (a) 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 Em relação à remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do conselho de administração e da diretoria estatutária, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

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

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 Em relação às opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social, elaborar tabela com o seguinte conteúdo:
--

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

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 Em relação às opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais elaborar tabela com o seguinte conteúdo:

- (a) órgão
- (b) número de membros
- (c) número de membros remunerados
- (d) em relação às opções 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.

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

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

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

13.9 - 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 Em relação aos planos de previdência em vigor conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários, fornecer as seguintes informações em forma de tabela:

- (a) órgão
- (b) número de membros
- (c) número de membros remunerados
- (d) nome do plano
- (e) quantidade de administradores que reúnem 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, indicando quais 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.

Não existem partes relacionadas aos controladores diretos ou indiretos no total do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Estatutária para os exercícios de 2014 e 2015 e de janeiro a outubro de 2016.

NOVEMBRO E DEZEMBRO DE 2016			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	0%

13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam

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

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 sociais, indicar os valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal do emissor, agrupados por órgão, especificando a que 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	5.899	-	-	5.899
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	109*	-	11.662**	11.771

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

* valor recebido por alguns dos membros do conselho de administração da Companhia como remuneração pelo exercício de suas funções na AES Corporation.

** valor recebido por alguns dos membros da diretoria da Companhia como remuneração pelo exercício de suas funções nas empresas AES Tietê, AES Sul e na AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. ("AES Uruguaiana")

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	-	-	50	50
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

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	6.975*	-	-	6.975
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	14.089**	14.089

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

* valor recebido por alguns dos membros do conselho de administração da Companhia como remuneração pelo exercício de suas funções na AES Corporation.

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

** valor recebido por alguns dos membros da diretoria da Companhia como remuneração pelo exercício de suas funções nas empresas AES Tietê, AES Sul e na AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. ("AES Uruguaiana")

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	-	-	68	68
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

EXERCÍCIO DE 2016 - 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	-	-	3.009	3.009
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	3.406	3.406

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

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

13.16 - Outras informações relevantes

13.16. Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Com referência ao item 13.2, a Companhia esclarece de que a partir do exercício de 2017, os diretores da Companhia não são remunerados diretamente pela mesma, pois estes também possuem cargos de diretoria em outras empresas pertencentes ao Grupo CPFL, e portanto, são remunerados por uma ou mais companhias do Grupo CPFL.

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/ nº02/2017.

14.1 - Descrição dos recursos humanos**14.1 Descrever os recursos humanos do emissor, fornecendo as seguintes informações:**

(a) número de empregados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica);

O número de colaboradores divulgado abaixo compreende todas as localidades atendidas pela RGE Sul, 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
Rio Grande do Sul	Distribuição	1.234	1.942	2.500	2.370
	Corporativo	401	413	152	134
	Total Rio Grande do Sul	1.635	2.355	2.652	2.504
São Paulo	Corporativo	-	-	-	3
	Total São Paulo	-	-	-	3
Total Geral		1.635	2.355	2.652	2.507

(b) número de terceirizados (total, por grupos com base na atividade desempenhada e por localização geográfica);

A RGE Sul 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 o emissor e sindicatos, indicando se houve paralisações e greves nos 3 últimos exercícios sociais

A RGE Sul mantém relacionamento com 2 sindicatos, reconhecendo-os como os representantes legais e legítimos dos colaboradores para o encaminhamento de suas reivindicações.

Os instrumentos coletivos celebrados com essas entidades sindicais representam para a RGE Sul o instrumento fundamental a reger as relações de trabalho e suas disposições serão integralmente cumpridas no período de sua vigência.

A RGE Sul considera indispensável para o desenvolvimento saudável das relações com os sindicatos, o permanente respeito mútuo entre as partes e a lisura nos procedimentos, garantindo total imparcialidade, seja qual for a entidade sindical. A empresa acredita manter boas relações com os sindicatos que representam seus colaboradores, evidenciado pelo fato de não termos ocorrência de nenhuma greve que tenha afetado materialmente as operações da empresa nos últimos 28 anos. A empresa garante aos seus colaboradores a livre associação sindical em conformidade com disposto no Artigo 8º da Constituição Federal.

Atualmente a empresa possui instrumentos de acordo coletivo com os sindicatos abaixo listados:

- (i) SENERGISUL - Sindicato dos assalariados ativos, aposentados e pensionistas, nas empresas geradoras, ou transmissoras, ou distribuidoras ou afins de energia elétrica no estado do Rio Grande do Sul, e assistidos por fundações de seguridade privadas, originadas no setor elétrico.
- (ii) SENGE – Sindicato dos Engenheiros no Rio Grande do Sul.

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, 14.4 e 14.5.

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	15/12/2017		
Não						
	402.775	76,389337%	0	0,000000%	402.775	76,389337%
CPFL COMERCIALIZAÇÃO BRASIL S.A.						
04.973.790/0001-42	Brasileira-SP	Não	Não	15/12/2017		
Não						
	123.676	23,456092%	0	0,000000%	123.676	23,456092%
OUTROS						
	0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
	815	0,154571%	0	0,000000%	815	0,154571%
TOTAL						
	527.266	100,000000%	0	0,000000%	527.266	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 COMERCIALIZAÇÃO BRASIL S.A.				04.973.790/0001-42		
CPFL ENERGIA S.A.						
02.429.144/0001-93	Brasileira-SP	Não	Sim	31/12/2015		
Não						
2.998.565	100,000000	0	0,000000	2.998.565	100,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
TOTAL						
2.998.565	100,000000	0	0,000000	2.998.565	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		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-RJ	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-RJ	Não	Sim	23/01/2017	
Não					
1.042.392.615	100,000000	0	0,000000	1.042.392.615	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
1.042.392.615	100,000000	0	0,000000	1.042.392.615	100,000000

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
State Grid Brazil Power Participações S.A.				26.002.119/0001-97	
International Grid Holdings Limited					
	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						
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	
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	100,000000	0	0,000000	7.131.288.000	100,000000	
Classe ação		Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL		0	0.000000			
TOTAL						
7.131.288.000	100,000000	0	0,000000	7.131.288.000	100,000000	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
State Grid Overseas Investment Ltd						
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
State Grid Corporation of China						
	China	Não	Sim	31/07/2017		
Sim	Shu Yinbiao		Física			
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	01/06/2017
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	0
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	1
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	0

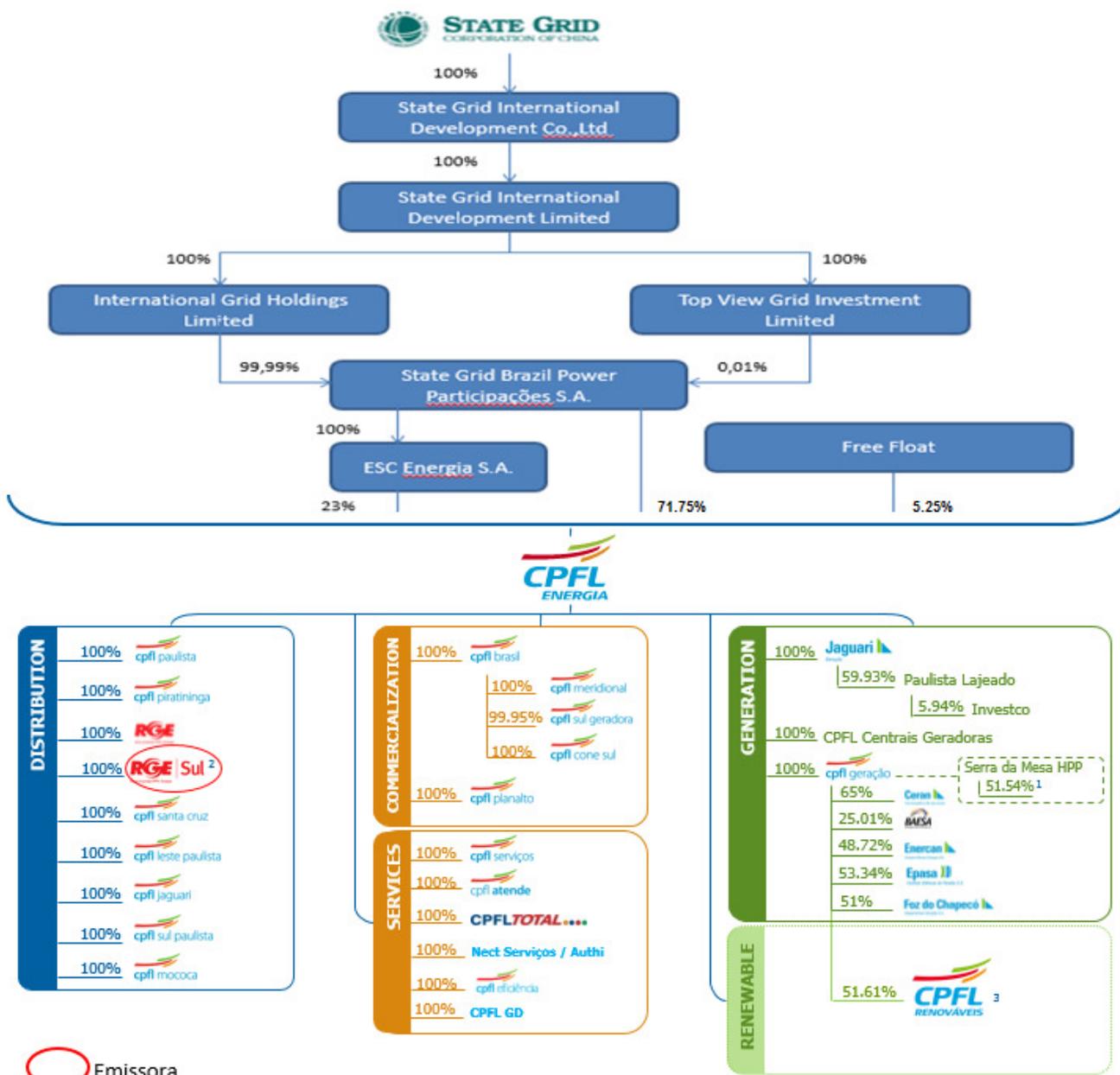
Ações em Circulação

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%
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:



Emissora

Posição em 15/12/2017. 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 direta de 76,5% e indireta, por meio da controlada CPFL Comercialização Brasil, de 23,5% do capital social total da RGE Sul.
- (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.

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

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

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

Mais informações sobre a composição acionária da Companhia, bem como a indicação de todos os nossos controladores diretos e indiretos, estão informados nos itens 15.1 e 15.2 deste Formulário de Referência.

(b) principais controladas e coligadas do emissor;

A Companhia não possui controladas e ou coligadas.

(c) participações do emissor em sociedades do grupo;

A Companhia não possui participação em outras empresas.

(d) participações de sociedades do grupo no emissor;

O quadro abaixo descreve a participação das sociedades do Grupo CPFL no capital social da Companhia, em de 15 de dezembro de 2017.

Acionistas	Quantidade de ações		
	Ordinárias	Total	%
CPFL Energia	402.775	402.775	76,51%
CPFL Brasil	123.676	123.676	23,49%
Total	526.451	526.451	100%

(e) principais sociedades sob controle comum

Apresentamos abaixo sociedades sob controle comum, controladas da CPFL Energia, por segmento de atuação, em 30 de junho de 2017:

Distribuidoras

- Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista
- 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
- Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga

Geradoras

- CPFL Geração de Energia S.A. – CPFL Geração
- Paulista Lajeado Energia S.A. – Paulista Lajeado

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

- Companhia Energética Rio das Antas – CERAN
- Energética Barra Grande S.A. – BAESA (controlada em conjunto)
- Campos Novos Energia S.A. – ENERCAN (controlada em conjunto)
- Foz do Chapecó Energia S.A. (controlada em conjunto)
- Centrais Elétricas da Paraíba S.A. – EPASA (controlada em conjunto)
- CPFL Energias Renováveis S.A. – CPFL Renováveis (subsidiárias da CPFL Renováveis podem ser verificadas em seu Formulário de Referência)
- CPFL Centrais Geradoras Ltda. – CPFL Centrais Geradoras

Comercializadoras

- CPFL Comercialização Brasil S.A. – CPFL Brasil
- Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. – CPFL Meridional
- CPFL Comercialização Cone Sul S.A. – CPFL Cone Sul
- CPFL Planalto Ltda. – CPFL Planalto
- CPFL Brasil Varejista S.A. – CPFL Brasil Varejista
- Sul Geradora Participações S.A. – Sul Geradora

Serviços

- CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. – CPFL Serviços
- CPFL Atende Centro de Contratos e Atendimento Ltda. – CPFL Atende
- NECT Serviços Administrativos Ltda. – Nect
- CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. – CPFL Total
- CPFL Eficiência Energética S.A. – CPFL ESCO
- TI Nect Serviços de Informática Ltda. – Authi
- CPFL GD S.A. – CPFL GD

Outras

- CPFL Jaguariúna Participação Ltda. – CPFL Jaguariúna
- CPFL Jaguari de Geração de Energia Ltda. – CPFL Jaguari Geração
- Chapecoense Geração S.A – Chapecoense (controlada em conjunto)
- CPFL Telecom S.A. – CPFL Telecom
- CPFL Transmissão Piracicaba S.A. – CPFL Transmissão Piracicaba
- CPFL Transmissão Morro Agudo S.A. – CPFL Transmissão Morro Agudo
- São 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 as principais operações societárias ocorridas no grupo que tenham tido efeito relevante para o emissor, tais como incorporações, fusões, cisões, incorporações de ações, alienações e aquisições de controle societário, aquisições e alienações de ativos importantes, pelos quais tenham passado o emissor ou qualquer de suas controladas ou coligadas, indicando:

2016:

Evento	Mudança de controle acionário da AES Sul
Principais Condições do Negócio	O Grupo CPFL assinou com a AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. um acordo de aquisição integral das ações da Companhia. O acordo foi celebrado em 16 de junho de 2016 e a transação foi concluída em 31 de outubro de 2016. Conseqüentemente, a partir de 31 de outubro de 2016, data-base da aquisição, a CPFL Jaguariúna passou a deter a totalidade da participação societária direta na AES Sul, cuja razão social foi alterada para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., na mesma data. Como consequência, a CPFL Energia passou a deter o controle indireto da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Jaguariúna Participações Ltda. (ii) AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. (iii) AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (atual RGE Sul Distribuidora de Energia)
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia	Não houve alteração no quadro acionário da Companhia.
Quadro societário antes e depois da Operação.	Quadro societário da RGE Sul Antes: <u>Controlador:</u> AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. 288.895 ações ordinárias (99,72%) e 87.964 ações preferenciais (99,99%). <u>Outros:</u> 810 ações ordinárias (0,28%) e 5 ações preferenciais (0,01%) Depois: <u>Controlador:</u> CPFL Jaguariuna Participações Ltda 289.705 ações ordinárias (100,0%) e 87.969 ações preferenciais (100,0%).
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Como a aquisição foi uma transação entre partes não relacionadas, as condições estabelecidas foram condições normais de mercado.

15.7 - Principais operações societárias**2017:**

Evento	Alienação de controle societário da CPFL Energia
Principais Condições do Negócio	<p>Em 23 de janeiro de 2017 foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações datado de 02 de setembro de 2016 e celebrado entre a State Grid Brazil Power Participações S.A., a Camargo Corrêa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS e a Fundação SABESP de Seguridade Social — SABESPREV.</p> <p>Na mesma data, a State Grid Brazil Power Participações 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 S.A. tornou-se o único controlador da CPFL Energia.</p>
Sociedades Envolvidas	<p>(i) CPFL Energia (ii) Camargo Corrêa S.A. (iii) Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI (iv) Fundação CESP (v) Fundação SISTEL de Seguridade Social (vi) Fundação Petrobrás de Seguridade Social – PETROS (vii) Fundação SABESP de Seguridade Social - SABESPREV (viii) State Grid Brazil Power Participações S.A.</p>
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da CPFL Energia	Houve alteração completa do quadro de controle da CPFL Energia, com alienação integral das ações vinculadas ao Bloco de Controle da CPFL Energia para a State Grid Brazil Power Participações S.A., que passou a ser a única controladora da CPFL Energia.
Quadro societário antes e depois da operação	<p>Antes: <u>Controladores:</u> Camargo Corrêa S.A. e ESC Energia S.A. 239.983.515 ações ordinárias (23,6%) Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI 299.787.559 ações ordinárias (29,5%) Fundação CESP 51.048.952 ações ordinárias (5,0%) Fundação SISTEL de Seguridade Social 37.070.292 ações ordinárias (3,6%) Fundação Petrobrás de Seguridade Social – PETROS 28.056.260 ações ordinárias (2,8%) Fundação SABESPREV de Seguridade Social 696.561 ações ordinárias (0,1%)</p> <p>Depois: <u>Controlador:</u> State Grid Brazil Power Participações S.A.. 556.164.817 ações ordinárias (54,6%), direta e indiretamente pela aquisição de 100% do capital social da ESC Energia.</p>
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Como a aquisição foi uma transação entre partes não relacionadas, as condições estabelecidas foram condições normais de mercado.

15.7 - Principais operações societárias**2017**

Evento	Incorporação da controladora CPFL Jaguariúna Participações Ltda.
Principais Condições do Negócio	<p>Em 15 de dezembro de 2017 foi realizado a celebração do "Instrumento Particular de Protocolo e Justificação da Incorporação", no qual foram estabelecidas as justificativas e condições da incorporação da CPFL Jaguariúna pela RGE Sul.</p> <p>Como consequência da Incorporação, a CPFL Jaguariúna será extinta, passando a RGE Sul à condição de sucessora a título universal da CPFL Jaguariúna, no que tange a todos os seus bens, direitos e obrigações.</p>
Sociedades Envolvidas	(i) CPFL Jaguariúna Participações Ltda., (ii) RGE Sul Distribuidora de Energia S.A
Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da CPFL Energia	Houve alteração do quadro de controle da RGE Sul, alterando o controlador CPFL Jaguariúna, para CPFL Energia e CPFL Brasil.
Quadro societário antes e depois da operação	<p>Antes: <u>Controladores:</u> CPFL Jaguariúna Participações Ltda. 403.644 ações ordinárias 122.807 ações preferenciais</p> <p>Depois: <u>Controlador:</u> CPFL Energia 308.818 ações ordinárias 93.957 ações preferenciais CPFL Brasil 64.826 ações ordinárias 28.850 ações preferenciais</p>
Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas	Foi utilizado laudo de avaliação independente para apuração do acervo a ser transferido.

15.8 - 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 da Companhia ser uma empresa classificada como categoria B.

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Xingu Rio Transmissora de Energia S.A (XRTE)	01/01/2017	0,00	R\$ 38.322,00	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							
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	0,00	R\$ 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 da Mesa Transmissora de Energia S. A.	01/01/2017	0,00	R\$ 49.203,00	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						

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	Devedor						
Especificar							
Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	0,00	R\$ 10.051,00	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	R\$ 8.620,00	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							
Poços de Calda Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	0,00	R\$ 10.914,00	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							
Iracema Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	0,00	R\$ 6.556,00	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							
Linhas de Transmissão do Itatim S .A.	01/01/2017	0,00	R\$ 13.696,00	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							

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
Catxere Transmissora de Energia S.A.	01/01/2017	0,00	R\$ 15.553,00	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							
Araraquara Transmissora de Energia S.A	01/01/2017	0,00	R\$ 6.833,00	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							
Linhas de Transmissão de Montes Claros S.A	01/01/2017	0,00	R\$ 7.317,00	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						

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	Devedor						
Especificar							
Matrincha Transmissora de Energia (TP Norte) S.A.	01/01/2017	0,00	R\$ 49.203,00	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	R\$ 24.227,00	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							
Paulista Lajeado Energia S.A.	13/03/2006	0,00	R\$ 6.392,70	impossível aferir	31/12/2037	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de energia						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Credor						
Especificar							
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	10/02/2010	0,00	R\$ 231.582,69	impossível aferir	31/12/2039	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	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	29/06/2006	0,00	R\$ 108.736,76	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	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							
Foz do Chapecó Energia S.A.	25/02/2008	0,00	R\$ 1.560.852,64	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	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Centrais Eletricas da Paraiba S.A.	14/01/2008	0,00	R\$ 171.278,10	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	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
CPFL Geração de Energia S.A		0,00	R\$ 8.887,29	impossível aferir	Indeterminado	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Compra de energia						
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							
Desa Morro dos Ventos II S.A	24/09/2013	0,00	R\$ 91.522,92	impossível aferir	31/12/2035	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							
Rio Grande Energia S.A.	01/09/2006	0,00	R\$ 411.189,65	impossível aferir	06/11/2027	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Insolvência, dissolução judicial ou extrajudicial, falência ou outros.						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor	Devedor						
Especificar							
Instituto CPFL	26/06/2017	0,00	R\$ 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	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							
Expansion Transmissão de Energia elétrica S.A	01/01/2017	0,00	R\$ 51.207,00	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							
Expansion Trans. Itumbiara Marimbondo	01/01/2017	0,00	R\$ 21.222,00	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							
PPTe - Porto Primavera Transmissora de Energia Ltda	01/01/2017	0,00	R\$ 24.266,00	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							
Itumbiara Transmissora de Energia Ltda	01/01/2017	0,00	R\$ 57.930,00	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							

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 que do Art. 17 alínea "m" do Estatuto Social da nossa controladora CPFL Energia, passou a prever 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

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

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 está sujeita às regras da ANEEL. Nesse contexto, a Resolução Normativa ANEEL nº 699/2016 dispõe que determinados atos e negócios jurídicos entre concessionárias, permissionárias, autorizadas e suas partes relacionadas estão sujeitos a controles 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. Os contratos são negociados individualmente, sendo analisadas as condições usuais do mercado de cada região, respeitadas as particularidades de cada operação (exemplo: valores, prazos, sigilo das informações, qualidade dos serviços e produtos, etc.). Ainda, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 699/2016, todos os atos e negócios jurídicos entre agentes do setor elétrico e suas partes relacionadas devem ser estabelecidos em condições estritamente comutativas, incluindo, quando couber, processos licitatórios, de forma a não onerar as partes desproporcionalmente.

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

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

A Companhia esclarece que todas as transações descritas no item 16.2 deste Formulário de Referência estão sujeitas aos procedimentos, forma e condições de contratação descritos neste item 16.3.(b).

16.4 - Outras informações relevantes

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) Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.; (ii) Matrincha Transmissora de Energia S.A.; (iii) Linha de Transmissão de Montes Claros S.A.; (iv) Araraquara Transmissora de Energia S.A.; (v) Catxere Transmissora de Energia S.A.; (vi) Linha de Transmissão do Itatim S.A.; (vii) Iracema Transmissora de Energia S.A.; (viii) Poços de Caldas Transmissora de Energia S.A.; (ix) Ribeirão Preto Transmissora de Energia S.A.; (x) Serra Paracatu Transmissora de Energia S.A.; (xi) Paranaíba Transmissora de Energia S.A.; (xii) Xingu Rio Transmissora de Energia S.A.; (xiii) Itumbiara Transmissora de Energia Ltda.; (xiv) Porto Primavera Transmissora de Energia S.A.; (xv) Expansion Transmissão Itumbiara Marimbondo S.A.; e (xvi) Expansion Transmissão de Energia Elétrica 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				
26/12/2017	1.495.084.206,07	Não há	527.266	0	527.266
Tipo de capital	Capital Subscrito				
26/12/2017	1.495.084.206,07	Não há	527.266	0	527.266
Tipo de capital	Capital Integralizado				
26/12/2017	1.495.084.206,07	Não há	527.266	0	527.266
Tipo de capital	Capital Autorizado				
01/12/1997	1.500.000.000,00	Não há	0	0	0

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	Debêntures – 4ª emissão
Data de emissão	20/10/2016
Data de vencimento	20/10/2020
Quantidade (Unidades)	110.000
Valor nominal global (Reais)	1.100.000.000,00
Saldo devedor em aberto	1.124.695.000,00
Restrição a circulação	Sim
Descrição da restrição	Negociação apenas por Investidores Qualificados, nos termos do artigo 9-B da Instrução CVM 539
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Detalhes no item 18.12
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Detalhes no item 18.12
Outras características relevantes	Detalhes no item 18.12

18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação**18.6 Indicar os mercados brasileiros nos quais valores mobiliários do emissor são admitidos à negociação.**

As Debêntures da Companhia são admitidas à negociação no mercado secundário, no CETIP21 - Títulos e Valores Mobiliários ("CETIP21") operacionalizado pela CETIP, com os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CETIP e/ou no Sistema de Negociação BOVESPA FIX, administrado pela 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.

A descrição das ofertas públicas de distribuição efetuadas nos exercícios findos em 2016, 2015 e 2014 e no exercício social corrente estão descritas no item 18.12 deste Formulário de Referência.

18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios

18.10 Caso o emissor tenha feito oferta pública de distribuição de valores mobiliários, indicar:

- a) como os recursos resultantes da oferta foram utilizados**
- b) se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição**
- c) caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios**

O emissor não realizou oferta pública de distribuição de valores mobiliários nos anos de 2014, 2015 e 2016 e até o exercício 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 feita pelo emissor relativa as ações de emissão de terceiro, nos últimos três exercícios sociais e até o exercício 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:

4ª Emissão da RGE

Hipótese e cálculo do valor de resgate e da amortização extraordinária

A Emissora poderá, a qualquer momento e a seu exclusivo critério, realizar (i) o resgate antecipado da totalidade das Debêntures ("Resgate Antecipado"); ou (ii) a amortização extraordinária, de até 99% (noventa e nove inteiros por cento) do Valor Nominal Unitário das Debêntures, que deverá abranger, proporcionalmente, todas as Debêntures ("Amortização Extraordinária"). Não haverá o resgate antecipado parcial das Debêntures, nem a Amortização Extraordinária total das Debêntures.

O Resgate Antecipado e a Amortização Extraordinária, conforme o caso, serão operacionalizados da seguinte forma:

(i) por meio de comunicação enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário, ao Banco Liquidante, ao Escriturador, à CETIP e aos Debenturistas com antecedência mínima de 10 (dez) Dias Úteis contados da data prevista para o Resgate Antecipado ("Comunicação de Resgate Antecipado") ou para a Amortização Extraordinária ("Comunicação da Amortização Extraordinária"), as quais deverão descrever os termos e condições do Resgate Antecipado ou da Amortização Extraordinária, conforme o caso, incluindo a data prevista para o efetivo Resgate Antecipado ou Amortização Extraordinária e o efetivo pagamento aos Debenturistas e 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 ou saldo do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis desde Data de Emissão até a data do efetivo Resgate Antecipado, e demais encargos devidos e não pagos até a data do Resgate Antecipado, calculada nos termos do item 4.9. da Escritura de Emissão ("Valor do Resgate Antecipado"), devendo ainda incidir sobre este valor, um Prêmio a ser calculado de acordo com o item 4.13.3 da Escritura de Emissão; e

(iii) o valor a ser pago aos Debenturistas a título de Amortização Extraordinária será equivalente ao percentual do Valor Nominal Unitário a ser amortizado, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis desde Data de Emissão ou último pagamento da Remuneração, conforme o caso, até a data da efetiva Amortização Extraordinária, e demais encargos devidos e não pagos até a data da Amortização Extraordinária, calculada nos termos do item 4.9. da Escritura de Emissão ("Valor da Amortização Extraordinária"), devendo ainda incidir sobre este valor, um Prêmio a ser calculado de acordo com o item 4.13.3 abaixo.

As Debêntures objeto do Resgate Antecipado serão obrigatoriamente canceladas.

A data para realização do Resgate Antecipado ou da Amortização Extraordinária deverá, obrigatoriamente, ser um Dia Útil.

A Escritura da 4ª Emissão de Debêntures da Companhia prevê o pagamento de prêmio na hipótese de resgate antecipado ou amortização extraordinária aos respectivos debenturistas ("Prêmio"). O Prêmio incidirá sobre os valores relacionados ao resgate antecipado ou da amortização extraordinária, conforme aplicável, devendo ser pago simultaneamente, observados os períodos e percentuais abaixo:

18.12 - Outras informações relevantes

Vigência da Emissão	Prêmio de Resgate Antecipado ou Prêmio de Amortização Extraordinária – Prêmio Flat
Entre a Data de Emissão e 20 de novembro de 2016 (inclusive)	0,90% (noventa centésimos por cento)
Entre 20 de novembro de 2016 (exclusive) e 20 de abril de 2017 (inclusive)	0,85% (oitenta e cinco centésimos por cento)
Entre 20 de abril de 2017 (exclusive) e 20 de outubro de 2017 (inclusive)	0,75% (setenta e cinco centésimos por cento)
Entre 20 de outubro de 2017 (exclusive) e 20 de abril de 2018 (inclusive)	0,70% (setenta centésimos por cento)
Entre 20 de abril de 2018 (exclusive) e 20 de outubro de 2018 (inclusive)	0,60% (sessenta centésimos por cento)
Entre 20 de outubro de 2018 (exclusive) e 20 de abril de 2019 (inclusive)	0,50% (cinquenta centésimos por cento)
Entre 20 de abril de 2019 (exclusive) e 20 de outubro de 2019 (inclusive)	0,40% (quarenta centésimos por cento)
Entre 20 de outubro de 2019 (exclusive) e 20 de abril de 2020 (exclusive)	0,25% (vinte e cinco centésimos por cento)
Entre 20 de abril de 2020 (inclusive) e 20 de outubro de 2020 (exclusive)	0,20% (vinte centésimos por cento)

Condições de vencimento antecipado:

Observado o disposto abaixo, as Debêntures e todas as suas obrigações constantes 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 Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 75.000.000,00 (setenta e cinco milhões reais), sendo este valor atualizado mensalmente, pelo IGP-M, não sanado no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora e/ou da Garantidora ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;

(b) alteração do atual controle da Emissora e/ou da Garantidora sem prévia aprovação dos Debenturistas, excetuada a hipótese de alteração do controle (i) da Emissora decorrente da Alteração de Controle Previamente Autorizada e (ii) da Emissora e/ou da Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação que resultar na alteração de controle da Emissora e/ou da Garantidora, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A., Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ ou quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras,

18.12 - Outras informações relevantes

controladas ou sob controle comum da State Grid International Development Limited ou qualquer outra entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China passem a fazer parte individual ou coletivamente do bloco de controle da Garantidora;

(c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto na hipótese das referidas operações resultarem na permanência, direta ou indireta, no bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora de ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ ou quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras, controladas ou sob controle comum da State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China passe a fazer parte individual ou coletivamente do bloco de controle da Garantidora;

(d) realização de redução de capital social da Emissora e/ou da Garantidora, 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 pela Garantidora, ou por qualquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora e/ou pela Garantidora;

(f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou a Garantidora, ou qualquer de suas subsidiárias, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$ 75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, pelo IGP-M, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora e/ou pela Garantidora, ou qualquer de suas subsidiárias que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi suspenso ou cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias e aceitas em juízo;

(g) descumprimento pela Emissora e/ou pela Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão, não sanada em 30 (trinta) dias corridos, contados da data do recebimento, pela Emissora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário, ou pela Emissora ao Agente Fiduciário, o que ocorrer primeiro;

(h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora, e/ou da Garantidora, e/ou de qualquer de suas subsidiárias, não devidamente elidido pelas mesmas no prazo legal;

(i) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures, no prazo de até 2 (dois) dias corridos das datas previstas na Escritura de Emissão;

(j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora, caso esta esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão;

(k) comprovada violação de quaisquer disposições de qualquer lei ou regulamento contra a prática de corrupção ou atos lesivos à administração pública, incluindo, sem limitação, a Lei n.º 12.846/13, o Decreto n.º 8.420/15 e, desde que aplicável, a U.S. Foreign Corrupt Practices Act of 1977 (em conjunto, as "Leis Anticorrupção");

(l) não cumprimento de qualquer decisão arbitral, administrativa irrecurável ou decisão judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou a Garantidora em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$ 75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento;

(m) transformação do tipo societário da Emissora;

(n) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão acompanhados pelo Agente Fiduciário, com base em demonstrativo elaborado pela Garantidora, ao final de cada semestre do ano civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo, devendo tal demonstrativo ser

18.12 - Outras informações relevantes

entregue ao Agente Fiduciário, em até 15 (quinze) Dias Úteis, após a divulgação à CVM das demonstrações financeiras da Garantidora relativas ao respectivo semestre ("Índices Financeiros"):

(i) relação entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil e o EBITDA (conforme abaixo definido) da Garantidora dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações swaps, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou bonds ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Garantidora, estando excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp ("Funcesp") e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization), (1) o lucro da Garantidora antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota Explicativa das Demonstrações Financeiras da Garantidora (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões), será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA da Garantidora, de acordo com a definição deste item (i) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico");

(ii) relação entre EBITDA da Garantidora e Resultado Financeiro da Garantidora, maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Garantidora, a diferença entre receitas e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à Funcesp, bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa, e por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Garantidora, mas apenas registro contábil.

Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) acima, a Garantidora deverá (a) consolidar, em suas demonstrações contábeis, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM; (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo dos Índices Financeiros devidamente auditado por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas na Escritura de Emissão; e (c) Os Índices Financeiros serão calculados a partir de 31 de dezembro de 2016.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:

Os Debenturistas poderão, a qualquer tempo, reunir-se em assembleia geral, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos Debenturistas.

A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em Circulação ou pela CVM.

Aplicar-se-á à Assembleia Geral de Debenturistas, no que couber, o disposto na Lei das Sociedades por Ações a respeito das assembleias gerais de acionistas.

A convocação das assembleias gerais de Debenturistas dar-se-á mediante anúncio publicado pelo menos 3 (três) vezes, respeitadas outras regras relacionadas à publicação de anúncio de convocação de assembleias gerais constantes da Lei das Sociedades por Ações, da regulamentação aplicável e da Escritura de Emissão, ficando dispensada a convocação no caso da presença da totalidade dos Debenturistas.

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.

18.12 - Outras informações relevantes

Cada Debênture conferirá a seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, sendo admitida a constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

Para efeito da constituição do quórum de instalação e/ou deliberação a que se refere 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 quórum de deliberação não serão computados, ainda, os votos em branco.

Será facultada a presença dos representantes legais da Emissora e da Garantidora nas Assembleias Gerais de Debenturistas, exceto quando formalmente solicitado pelo Agente Fiduciário, hipótese em que será obrigatória.

O Agente Fiduciário deverá comparecer à Assembleia Geral de Debenturistas e prestar aos Debenturistas as informações que lhe forem solicitadas.

A presidência da Assembleia Geral de Debenturistas caberá ao debenturista eleito pelos demais Debenturistas ou àquele que for designado pela CVM.

Exceto conforme estabelecido na Escritura de Emissão, as deliberações serão tomadas por Debenturistas que representem 81% (oitenta e um inteiros por cento) das Debêntures em Circulação, inclusive com relação a alterações nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão que não apresentem outro quórum específico; (i) alteração das obrigações adicionais da Emissora estabelecidas na Cláusula Quinta; (ii) alteração das obrigações do Agente Fiduciário, estabelecidas na Cláusula Sexta; e/ou (iii) alterações nos procedimentos aplicáveis às Assembleias Gerais de Debenturistas, estabelecidas nesta Cláusula Sétima.

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 inteiros 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; (vi) alteração, perdão e/ou renúncia temporária a qualquer das hipóteses de vencimento antecipado estabelecidas no item 4.14. acima; (vii) o Resgate Antecipado e a Amortização Extraordinária; e/ou (viii) modificação dos quóruns de deliberação estabelecidos nesta Cláusula Sétima.

As deliberações tomadas pelos Debenturistas em Assembleias Gerais de Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quóruns 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.

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 não possui planos de recompra.

20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

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

20.2 - 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 da Política de Negociação, (i) imediatamente após a investidura no cargo e (ii) no prazo máximo de 10 (dez) dias após o último dia do mês em que se verificar alteração das posições detidas, indicando o saldo da posição no período. Os Acionistas Controladores e os demais acionistas que elegerem membros do Conselho de Administração da Companhia deverão comunicar à Comissão de Valores Mobiliários e divulgar ao mercado quaisquer aquisições ou alienações de Participação Acionária Relevante, conforme modelo de formulário que constitui o Anexo III desta Política de Negociação.

20.2 - Outras informações relevantes

DISPOSIÇÕES GERAIS

As vedações desta Política de Negociação não se aplicam a negociações realizadas por fundos de investimento de que sejam cotistas as Pessoas Vinculadas, desde que (i) tais fundos não sejam exclusivos e (ii) as Pessoas Vinculadas não possam efetivamente influenciar a decisão de investimento do administrador ou gestor do fundo. Quaisquer alterações, aditamentos ou modificações dos termos desta Política de Negociação devem ser aprovadas pelo Conselho de Administração 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.
