

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	5

3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras	6
3.4 - Política de destinação dos resultados	7
3.7 - Nível de endividamento	10
3.8 - Obrigações	11
3.9 - Outras informações relevantes	12

4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco	13
4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado	21
4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes	24
4.5 - Processos sigilosos relevantes	32
4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto	33
4.7 - Outras contingências relevantes	35
4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados	36

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.3 - Descrição dos controles internos	37
5.4 - Alterações significativas	38
5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	39

Índice

6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM	40
6.3 - Breve histórico	41
6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial	43
6.6 - Outras informações relevantes	44

7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas	45
7.9 - Outras informações relevantes	51

8. Negócios extraordinários

8.1 - Negócios extraordinários	62
8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor	63
8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais	64
8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	65

9. Ativos relevantes

9.2 - Outras informações relevantes	66
-------------------------------------	----

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais	67
10.2 - Resultado operacional e financeiro	86
10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras	91
10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor	92
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras	94
10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras	95
10.8 - Plano de Negócios	96
10.9 - Outros fatores com influência relevante	97

11. Projeções

Índice

11.1 - Projeções divulgadas e premissas	98
11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas	100
12. Assembleia e administração	
12.1 - Descrição da estrutura administrativa	101
12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal	103
12.7/8 - Composição dos comitês	106
12.13 - Outras informações relevantes	107
13. Remuneração dos administradores	
13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	108
13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal	112
13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores	113
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	114
13.16 - Outras informações relevantes	116
14. Recursos humanos	
14.5 - Outras informações relevantes	117
15. Controle e grupo econômico	
15.1 / 15.2 - Posição acionária	118
15.3 - Distribuição de capital	121
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	122
15.7 - Principais operações societárias	124
15.8 - Outras informações relevantes	125
16. Transações partes relacionadas	
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas	126
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	134

Índice

16.4 - Outras informações relevantes	136
17. Capital social	
17.1 - Informações sobre o capital social	137
17.5 - Outras informações relevantes	138
18. Valores mobiliários	
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	139
18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação	142
18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros	143
18.8 - Títulos emitidos no exterior	144
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	145
18.12 - Outras informações relevantes	146
19. Planos de recompra/tesouraria	
19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria	158
20. Política de negociação	
20.2 - Outras informações relevantes	159
21. Política de divulgação	
21.4 - Outras informações relevantes	160

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

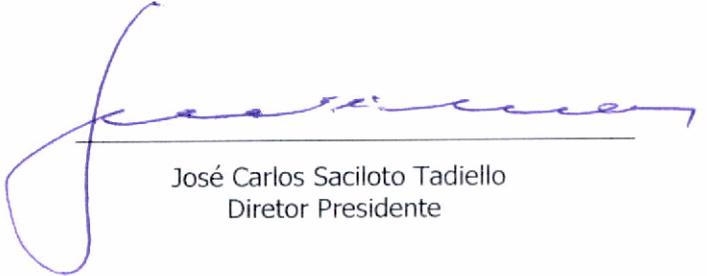
c. o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira do emissor e dos riscos inerentes às suas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos

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

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 Rio Grande 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 do emissor e dos riscos inerentes às nossas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos.

Data: 01/07/2016



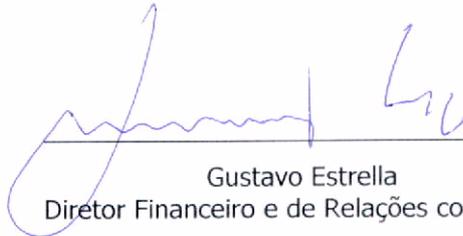
José Carlos Saciloto Tadiello
Diretor Presidente

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

Conforme orientações de divulgação do Formulário de Referência apresentadas pela Instrução CVM 480/09, alterada pela Instrução CVM 552/14 (Anexo 24, item 1.1), o diretor abaixo-assinado da Rio Grande Energia S.A. ("Companhia") atesta 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 artigos 14 a 19; e
- (c) o conjunto de informações nele contido é um retrato verdadeiro, preciso e completo da situação econômico-financeira do emissor e dos riscos inerentes às nossas atividades e dos valores mobiliários por ele emitidos

Data: 30/05/2016



Gustavo Estrella
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores

Possui auditor?	SIM
Código CVM	385-9
Tipo auditor	Nacional
Nome/Razão social	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes
CPF/CNPJ	49.928.567/0001-11
Período de prestação de serviço	12/03/2012
Descrição do serviço contratado	Auditoria das Demonstrações Financeiras para os exercícios sociais findos em 31/12/2015, 31/12/2014, 31/12/2013 e 31/12/2012 e revisão especial das informações trimestrais destes exercícios, incluindo serviços de revisão fiscal para os respectivos anos calendários. Em 25 de março de 2015, foi aprovada a contratação de mais 24 meses dos serviços da Deloitte.
Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço	A remuneração total paga à Deloitte no exercício de 2015 foi de R\$ 777 mil, dos quais os valores de (i) R\$ 497 mil referem-se ao serviço de auditoria das demonstrações financeiras e revisão das informações intermediárias; (ii) R\$ 22 mil referem-se a Revisão de Escrituração Contábil-Fiscal (ECF); (iii) R\$ 136 mil referem-se a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias; (iv) R\$ 83 mil referem-se a asseguaração sobre cumprimento de covenants financeiros e (v) R\$ 39 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
Christian Canezin	30/10/2015 a 14/02/2016	027.382.469-40	Av. Dr. José Bonifácio Coutinho Nogueira, nº 150, 5º andar, Jardim Madalena, Campinas, SP, Brasil, CEP 13091-611, Telefone (019) 37073000, Fax (019) 37073001, e-mail: ccanezin@DELOITTE.com
Marcelo Magalhães Fernandes	12/03/2012 a 29/10/2015	110.931.498-17	Av. Dr. José Bonifácio Coutinho Nogueira, nº 150, 5º andar, Jardim Madalena, Campinas, SP, Brasil, CEP 13091-611, Telefone (019) 37073000, Fax (019) 37073001, e-mail: mfernandes@deloitte.com
Marcelo Magalhães Fernandes	15/02/2016	110.931.498-17	Av. Dr. José Bonifácio Coutinho Nogueira, nº 150, 5º andar, Jardim Madalena, Campinas, SP, Brasil, CEP 13091-611, Telefone (019) 37073000, Fax (019) 37073001, e-mail: mfernandes@deloitte.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 para opinar ao Conselho de Administração sobre a contratação, substituição e remuneração dos auditores independentes, assim como para manifestar-se sobre a contratação de auditores independentes para a prestação de outros serviços que não tenham sido objeto de pré-aprovação pelo Conselho de Administração; e (ii) a competência do Conselho de Administração para deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores externos da Companhia. A Companhia adota a prática de não contratação dos auditores independentes para a prestação de serviços que não sejam relacionados à auditoria.

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

Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que essa empresa de auditoria não prestou, em 2015, 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 2015, a Deloitte prestou além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços relacionados à auditoria:

Natureza	Data do contrato	Duração	Valor	Percentual do total do contrato de auditoria
Revisão de Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	22/04/2015	Ano calendário 2015	21.510,00	3%
Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR)	16/04/2015	Média de 5 meses	135.689,93	17%
Procedimentos previamente acordados sobre asseguuração de <i>covenants</i> financeiros	09/05/2014	Média de 1 mês	83.178,90	11%
Procedimentos previamente acordados - Fluxo financeiro	20/01/2015	Ano calendário 2014	39.175,00	5%
			279.553,83	36%

Como se observa, a Companhia não contratou a Deloitte para a prestação de outros serviços que não sejam relacionados à auditoria durante o exercício de 2015.

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

Em cumprimento ao Art. 31 da Instrução CVM 308/99, que determina o limite de prestação de serviços de auditoria independente em prazo não superior a cinco anos consecutivos, o Conselho de Administração da CPFL Energia, em reunião realizada em 14 de dezembro de 2016, aprovou a contratação da KPMG Auditores Independentes para a realização dos serviços de auditoria do Grupo CPFL para os exercícios de 2017 a 2021, dando sequência aos serviços efetuados pela Deloitte Auditores Independentes, que se encerram com o exercício de 2016.

3.1 - Informações Financeiras

(Reais)

Exercício social (31/12/2015)

Exercício social (31/12/2014)

Exercício social (31/12/2013)

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

	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013
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) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em 2015, amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/1976, a Companhia constituiu Reserva Estatutária – Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão com a finalidade de adequar o fluxo de caixa proveniente do recebimento da indenização, pelo Poder Concedente, ao final do prazo de concessão da Companhia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros.</p>	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em 2014, amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/1976, a Companhia constituiu Reserva Estatutária – Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão com a finalidade de adequar o fluxo de caixa proveniente do recebimento da indenização, pelo Poder Concedente, ao final do prazo de concessão da Companhia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros.</p>	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em 2013, com a aprovação das mudanças no Estatuto Social, em Assembleia Geral Ordinária ocorrida em 28 de junho de 2013, foi criada a conta contábil "Reserva de Ajustes do Ativo Financeiro da Concessão", amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/1976, a Companhia constitui Reserva Estatutária – Ativo Financeiro da Concessão com a finalidade de adequar o fluxo de caixa proveniente do recebimento da indenização, pelo Poder Concedente, ao final do prazo de concessão</p>

3.4 - Política de destinação dos resultados

			da Companhia, com o resultado acumulado nas alterações da expectativa dos fluxos de caixa desses ativos financeiros. O saldo de 31 de dezembro de 2012 foi transferido, em 2013, da reserva de retenção de lucros para investimento para a "Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão".
a.1) Valores das Retenções de Lucros	Reserva estatutária – ativo financeiro da concessão: constituição de R\$ 61.826.367,21 e saldo final de R\$ 98.868.171,99 Reserva Legal: R\$ 7.183.962,31	Retenção de lucros para investimentos, constituída em 2014: R\$ 46.890.000,00 Reserva estatutária – ativo financeiro da concessão: constituição de R\$ 16.224.777,56 e saldo final de R\$ 37.041.804,78 Reserva Legal: R\$ 8.837.721,21	Reserva estatutária – ajustes do ativo financeiro da concessão: constituição negativa de R\$ 31.623.832,84 (esta constituição de reserva negativa aumenta o lucro base para distribuição), saldo final de R\$ 20.817.027,22 Reserva Legal: R\$ 6.200.650,13
b) Regras sobre distribuição de dividendos	<p>O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de, no mínimo, 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.</p> <p>De acordo com as práticas contábeis internacionais, CPC 24 e ICPC 08, apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado. Já o dividendo declarado ainda não aprovado, só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações financeiras após aprovação pelo órgão competente. Desta forma, quando aplicável dividendos adicionais propostos serão mantidos no patrimônio líquido, em conta denominada de "Dividendo", em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das referidas demonstrações financeiras.</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.</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>Historicamente, a Companhia vem distribuindo dividendos semestralmente, exceto quando as condições econômicas não estão favoráveis.</p>		
d)Eventuais restrições à distribuição de	A Companhia esta sujeita a restrições de distribuição de dividendos em função de alguns empréstimos, mais especificamente empréstimos obtidos junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social - BNDES.		

3.4 - Política de destinação dos resultados

dividendos impostos por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	A regra geral versa que a Companhia pode distribuir dividendos se atendidas (i) integralmente as obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (ii) à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Exemplos destes parâmetros podem ser: Endividamento financeiro líquido dividido pelo EBITDA e endividamento financeiro líquido dividido pela soma do endividamento financeiro líquido e o patrimônio líquido, entre outros.
---	---

3.7 - Nível de endividamento

Exercício Social	Soma do Passivo Circulante e Não Circulante	Tipo de índice	Índice de endividamento	Descrição e motivo da utilização de outro índice
31/12/2015	3.322.286.000,00	Índice de Endividamento	2,03739952	

3.8 - Obrigações

Exercício social (31/12/2015)							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Financiamento	Garantia Real		82.969.000,00	160.446.000,00	111.087.000,00	65.612.000,00	420.114.000,00
Financiamento	Quirografárias		3.138.000,00	4.014.000,00	2.007.000,00	0,00	9.159.000,00
Títulos de dívida	Quirografárias		45.774.000,00	341.485.000,00	284.686.000,00	42.486.000,00	714.431.000,00
Empréstimo	Quirografárias		143.715.000,00	933.756.000,00	25.631.000,00	0,00	1.103.102.000,00
Total			275.596.000,00	1.439.701.000,00	423.411.000,00	108.098.000,00	2.246.806.000,00

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.

3.9 - Outras informações relevantes

3.9 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

4 Fatores de risco

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

a. ao emissor;

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.

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 transmissão e distribuição. Ademais, a ANEEL costuma realizar a revisão tarifária periódica a cada cinco anos. Essa revisão periódica tem por objetivo compartilhar quaisquer ganhos correlatos com nossos consumidores e incentivar as concessionárias a atingirem melhores níveis de eficiência. Dessa forma, ela visa identificar a variação dos nossos custos, bem como determinar um fator de redução baseado em nossa eficiência operacional que será aplicado em comparação com o índice dos nossos reajustes tarifários anuais correntes. As revisões extraordinárias das nossas tarifas podem ser realizadas a qualquer tempo, ou podem ser pleiteadas por nós. As revisões extraordinárias podem tanto afetar negativamente os nossos resultados operacionais ou posição financeira, quanto compensar custos imprevisíveis (tais como tributos que afetem significativamente a nossa estrutura de custo). Adicionalmente, a ANEEL agora revisa as metodologias aplicáveis ao setor elétrico de tempos em tempos, item por item, metodologias essas outrora revisadas em ciclos, tal como ocorrido em 2008-2010 e 2010-2014. Não podemos prever se a ANEEL estabelecerá tarifas que nos beneficiem.

Podemos não ser capazes de cumprir os termos de nosso contrato de concessão, que poderia resultar em multas, outras penalidades e, a depender da gravidade do descumprimento, o encerramento de nossa concessão.

A ANEEL pode nos impor penalidades caso deixemos de cumprir qualquer disposição do nosso contrato de concessão. Dependendo da gravidade do descumprimento, as penalidades poderiam incluir:

- advertências;
- multa por inadimplemento, limitada a no máximo 2,0% da receita anual gerada no âmbito da concessão embargo à construção de novas instalações e equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- obrigações de aportes adicionais pelos acionistas controladores da concessionária;
- suspensão temporária de participação em licitações para obtenção de novas concessões, bem como de impedimento de contratar com a ANEEL e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica;
- 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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

Podemos não ser capazes de repassar integralmente os custos de nossas compras de energia elétrica e, para satisfazer à nossa demanda, poderíamos ser forçados a firmar contratos de curto prazo para adquirir energia elétrica a preços consideravelmente mais altos do que aqueles estabelecidos em nossos contratos de compra de longo prazo.

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% de suas necessidades previstas de energia elétrica para as suas respectivas áreas de concessão e está autorizado a repassar até 105% do custo desta energia aos consumidores. As previsões acima ou abaixo da demanda podem gerar impactos adversos. Caso, por uma razão que nos seja imputável sob a legislação aplicável, a nossa previsão de demanda se mostre incorreta e compremos energia elétrica em quantidade menor ou maior do que as nossas necessidades, poderemos não ser capazes de realizar o repasse integral dos custos das nossas compras de energia aos consumidores e sermos forçados a acessar o mercado *spot* para: comprar energia a preços substancialmente maiores do que aqueles previstos em contratos de longo prazo; ou vender energia a preços substancialmente mais baixos do que aqueles previstos nas nossas concessões ou autorizações. Por exemplo, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece, entre outras limitações, que se nossas projeções de demanda de energia ficarem significativamente abaixo da nossa demanda real, poderemos ser forçados a adquirir este saldo no mercado *spot*. Por outro lado, a nossa demanda estimada de energia pode se mostrar excessiva, por exemplo, se a ANEEL alocar-nos uma cota de energia em excesso no mercado, cujos custos não sejamos capazes de repassar aos consumidores, tal como ocorrido em 2015, ou, ainda, se uma parcela significativa dos nossos Consumidores Potencialmente Livres migrarem e passarem a comprar energia no Mercado Livre. Caso ocorram variações significativas entre a nossa demanda estimada de energia elétrica e a quantidade de energia elétrica efetivamente adquirida, o resultado das nossas operações poderá ser adversamente afetado.

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, o que pode vir a afetar de maneira adversa a nossa situação financeira e os nossos resultados operacionais.

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

Temos um planejamento de investimentos em nossa atividade de distribuição durante o período de 2016 a 2020. Nossa capacidade de concluir esse 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 desenvolvimento dos nossos negócios.

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

Nos termos da legislação brasileira, temos responsabilidade objetiva por perdas e danos diretos e indiretos decorrentes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia elétrica. Além disso, 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 do ONS. Até que todos os responsáveis finais sejam identificados, a responsabilidade por tais perdas e danos será alocada entre os agentes, na seguinte proporção: (i) 35,7% para as Distribuidoras; (ii) 28,6% para as Transmissoras; e (iii) 35,7% para as Geradoras. Tal proporção é estabelecida de acordo com o número de votos que cada concessionária tem nas assembleias gerais do ONS e, portanto, pode ser futuramente alterada. Não podemos assegurar que as nossas apólices de seguro cobrirão integralmente as perdas e danos resultantes da prestação inadequada de serviços de energia, o que poderá nos causar um efeito adverso.

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

Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos um endividamento de R\$ 2.247 milhões. O nosso grau de endividamento aumenta a possibilidade de não termos caixa suficiente para pagar pontualmente o principal, juros e outros encargos relacionados ao nosso endividamento. Adicionalmente, poderemos incorrer em endividamentos adicionais, periodicamente, para financiar outros propósitos, sujeitos às restrições aplicáveis aos nossos financiamentos atuais. Caso incorramos em endividamentos adicionais, os riscos relacionados ao nosso endividamento poderiam aumentar.

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

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

Somos controlados indiretamente por poucos acionistas, que agem de forma coordenada, e seus interesses podem conflitar com os interesses de V.Sa.

Em 31 de dezembro de 2015, a ESC Energia S.A. ou ESC, PREVI (por meio da BB Carteira Livre I FIA) e Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações ou Energia São Paulo FIA/Bonaire Participações S.A., detinham 23,58%, 29,45% e 15,06%, respectivamente, do total de ações ordinárias em circulação da nossa controladora CPFL Energia. A Bonaire Participações S.A., ou Bonaire, é uma holding controlada pela Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações. Essas empresas são partes de um acordo de acionistas, por meio do qual compartilham o poder de controle de nossa controladora CPFL Energia. Esses acionistas controladores poderão tomar medidas que podem ser contrárias aos interesses de V.Sa., podendo impedir outros acionistas, inclusive V.Sa., de bloquear essas medidas. Em particular, os acionistas controladores controlam as decisões das assembleias da controladora CPFL Energia e podem eleger a maioria dos membros de seu Conselho de Administração. Os acionistas controladores podem dirigir ações em áreas como estratégia de negócios, financeira, distribuição, aquisição e alienação de ativos ou negócios. As decisões dos acionistas controladores da nossa controladora CPFL Energia quanto a estes assuntos podem divergir das expectativas ou preferências dos nossos acionistas não controladores de nossa controladora CPFL Energia, inclusive detentores de suas ADSs (American Depositary Share).

c. a seus acionistas;

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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

d. a suas controladas e coligadas;

Não aplicável em função do emissor não possuir empresas controladas ou coligadas.

e. a seus fornecedores;

O risco associado aos fornecedores está informado no item g, "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 de operações".

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 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, as condições financeiras e resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

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

Estamos expostos a aumentos das taxas de juros praticadas pelo mercado e a riscos cambiais.

Em 31 de dezembro de 2015, aproximadamente 50,9% do nosso endividamento total estavam denominados em Reais e atrelados a taxas do mercado financeiro brasileiro ou índices de inflação, ou, ainda, estavam sujeitos a taxas flutuantes de juros. Em 31 de dezembro de 2015, os 49,1% restantes do nosso endividamento total estavam denominados em dólares norte-americanos (comparados a aproximadamente 37,8%, em 31 de dezembro de 2014), embora, em grande parte, vinculados a *swaps* cambiais que os convertiam em reais. Adicionalmente, compramos energia da usina hidroelétrica de Itaipu, que é uma das nossas principais fornecedoras, cujo custo está atrelado à variação cambial do dólar norte-americano. Anualmente, no momento do reajuste tarifário, as nossas tarifas são reajustadas para contemplar os ganhos ou perdas na aquisição desta energia. Desse modo, quando o real deprecia em relação ao dólar norte-americano, como ocorreu em 2015, as nossas despesas financeiras aumentam.

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

A atual situação econômica do Brasil e suas perspectivas podem levar o governo a adotar medidas que afetariam os nossos negócios e o preço das ADSs e ações ordinárias da controladora CPFL Energia.

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

- taxas de juro;
- 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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

- Outros desenvolvimentos políticos, sociais ou econômicos que afetem o Brasil.

A incerteza de que o governo brasileiro não mudará políticas ou regulamentações, que afetem esses ou outros fatores, pode contribuir para o aumento da instabilidade política e econômica no País, da volatilidade do mercado de capitais brasileiro e dos valores mobiliários emitidos no exterior por companhias brasileiras.

A Standard & Poor's retirou o selo de bom pagador do Brasil, em 9 de setembro de 2015. A Fitch Ratings rebaixou o *rating* do Brasil de BBB- para BB+, em 16 de dezembro de 2015. A 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, a nossa situação financeira e/ou os resultados de nossas operações.

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

As condições políticas podem causar um impacto adverso na economia brasileira e no nosso negócio.

As condições políticas atuais no Brasil podem afetar a confiança dos investidores e ao público em geral assim como o desenvolvimento da nossa economia. Incertezas quanto à política de administração presidencial, as indicações para posições importantes, assim como as investigações em curso sobre um suposto esquema de corrupção envolvendo companhias estatais podem afetar a confiança dos investidores e do público em geral. Também pode ter um efeito adverso na economia brasileira, no nosso negócio, condição financeira, resultados operacionais e no preço de mercado das ações ordinárias e ADSs da controladora CPFL Energia.

Atualmente, o mercado brasileiro está vivenciando uma crescente volatilidade, causada por incertezas decorrentes da Operação Lava Jato e de outras investigações conduzidas pela Polícia Federal, pelo Ministério Público e por outras autoridades, assim como pelos impactos dessas investigações nos cenários político e econômico do País. Determinadas companhias sob investigação também estão sendo investigadas pela Comissão de Valores Mobiliários, ou CVM, e pela SEC (Securities and Exchange Commission). Membros de diversas esferas do governo brasileiro, do Congresso, bem como executivos de grandes companhias (inclusive de companhias estatais) estão sendo acusados da prática de atos de corrupção, de lavagem de dinheiro e de outros crimes relacionados, no âmbito de contratos firmados entre o governo brasileiro e determinadas companhias de infraestrutura, óleo,gás e construção.

Ainda não podemos prever qual será o resultado final dessas investigações. Contudo, já é possível identificar um impacto adverso na percepção geral do mercado sobre os cenários político e econômico brasileiros. Não podemos prever se tais acusações e investigações aumentarão o atual clima de instabilidade no País, tampouco se haverá novas acusações contra outros agentes do governo. Também não podemos prever o resultado de tais alegações ou o seu efeito na economia brasileira. Todos esses aspectos podem afetar adversamente o nosso negócio, a nossa condição financeira e os nossos resultados operacionais.

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

Durante as últimas décadas, o real sofreu variações frequentes e substanciais em relação ao dólar norte-americano e a outras moedas estrangeiras. A taxa de câmbio do real em relação ao dólar norte-americano foi de R\$2,343 por US\$1,00, em 31 de dezembro de 2013, de R\$2,656 por US\$1,00, em 31 de dezembro de 2014 e de R\$3,905 por US\$1,00, em 31 de dezembro de 2015. Em 12 de maio de 2016, a taxa de câmbio era de R\$3,4877 por US\$1,00. O real poderá ainda, futuramente, se depreciar em comparação com o dólar norte-americano.

A depreciação do Real eleva o custo de serviço da nossa dívida em moeda estrangeira e os custos de aquisição de energia elétrica da Hidroelétrica de Itaipu, uma usina hidroelétrica que é uma das nossas principais fornecedoras e que corrige os preços de energia elétrica parcialmente com base em custos atrelados ao dólar norte-americano. A depreciação do real em relação ao dólar norte-americano pode criar pressões inflacionárias no Brasil e provocar o aumento da taxa de juros, 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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

governamentais de recessão. A depreciação do real em relação ao dólar norte-americano pode também levar à diminuição do consumo, pressões deflacionárias e reduzir o crescimento da economia como um todo. Por outro lado, a apreciação do Real em relação ao dólar norte-americano e a outras moedas estrangeiras poderá conduzir à desvalorização de contas correntes brasileiras no exterior, bem como diminuir o crescimento impulsionado pelas exportações. Dependendo das circunstâncias, tanto a depreciação como a apreciação do real podem substancialmente e adversamente afetar o crescimento da economia brasileira e do nosso negócio, das nossas condições financeiras e dos nossos resultados operacionais.

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

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

A inflação e as políticas sobre taxas de juros podem impedir o crescimento da economia brasileira e afetar o nosso negócio.

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 2006 e 2015, a SELIC no Brasil variou entre 7,25% a.a. e 18% a.a atingindo a sua maior baixa (7,25%) ao final de 2012. Em 12 de maio de 2016, a SELIC foi de 14,25%. A inflação tem tido e poderá ter efeitos significativos na economia brasileira e em nosso negócio. Políticas governamentais e do Banco Central do Brasil mais brandas sobre taxas de juros podem desencadear o aumento da inflação, e conseqüentemente, a maior volatilidade do crescimento e necessidade de aumentos imprevistos e substanciais na taxa de juros, o que poderá afetar negativamente o nosso negócio. Adicionalmente, se o Brasil vivenciar novamente o aumento de índices de inflação, poderemos não conseguir corrigir as tarifas que cobramos dos nossos consumidores para compensar os efeitos da inflação sobre a nossa estrutura de custos. Por outro lado, políticas de restrição monetária com altas taxas de juros podem restringir o crescimento do País e a disponibilidade de crédito.

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

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

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

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.

Não podemos assegurar a renovação da nossa concessão.

Conduzimos nossa atividade de distribuição nos termos de contrato de concessão firmados com o governo brasileiro. O alcance da duração da nossa concessão é de até 30 anos, com a data de expiração em 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 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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

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.

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 fosse declarada inconstitucional, isso traria consequências incertas quanto à validade da atual regulação e quanto ao desenvolvimento da estrutura regulatória. É difícil prever qual será o resultado do processo legal, porém ele pode ter um impacto adverso em todo o setor energético, incluindo no nosso negócio e nos resultados de nossas operações.

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

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

i. aos países estrangeiros onde o emissor atue.

Não aplicável em função do emissor 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 2015, de acordo com dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico ou ONS, aproximadamente 71% 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 Termelétricas, incluindo aquelas operadas por nós, para cobrir a geração de energia hidroelétrica e manter os níveis de segurança dos reservatórios, assim como os níveis de fornecimento de energia elétrica, nos casos em que as Usinas Hidroelétricas, não são capazes de gerar energia suficiente que lhes permita honrar o compromisso de energia assegurada por elas assumido no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia, ou MRE. Esse déficit de energia proveniente de Usinas Hidroelétricas, chamado de Fator de Geração em Escala, ou "GSF", expõe o operador das Usinas Hidroelétricas a riscos de preços *spot*. O GSF foi acionado em 2014 e 2015, obrigando as geradoras a comprarem energia de Usinas Termoelétricas. Nos termos da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, diversas geradoras repactuaram a exposição a esse risco para toda a vigência dos contratos de compra de energia, bem como foram cobertos os desembolsos de janeiro de 2015 a julho de 2020, por meio do pagamento de GSF em 2015, com relação à energia necessária para suprir a demanda dos consumidores no Mercado Regulado. Contudo, permanece a exposição a esse risco de preço *spot* para os custos relacionados à energia a ser fornecida aos consumidores no Mercado Livre. Para mais informações, vide "O Setor Elétrico Brasileiro – GSF".

No segmento de Distribuição, a geração termelétrica poderá gerar diversos custos adicionais de aquisição de energia quando o ONS despacha Usinas Termoelétricas 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

4.1 - Descrição dos fatores de risco

somente serão reajustadas mais tarde. Para mais informações, vide "O Setor Elétrico Brasileiro - Encargos Regulatórios – ESS".

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 desde 2013, bandeiras tarifárias vermelhas foram aplicadas durante o ano de 2015 desde a introdução deste sistema, em janeiro de 2015. 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.

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 pluviométricas baixas ou extremamente baixas 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 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.

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 em Comercialização de Energia: Os negócios de distribuição estão sujeitos ao risco de mercado associado a comercialização de energia. As particularidades são detalhadas a seguir:

Risco de sub/sobrecontratação: As distribuidoras podem sofrer perdas no repasse dos custos com aquisição de energia quando: (1) o volume contratado exceder em mais de 5% o volume demandado por seus clientes. Neste cenário, a parcela adquirida que exceder este percentual é vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE") ao valor do preço de curto prazo ("PLD") ou; (2) quando o volume demandado por seus clientes exceder o volume de energia contratado. Neste cenário, a aquisição de energia na CCEE pode não ser integralmente repassada às tarifas e a distribuidora está exposta a penalidades por insuficiência de lastro contratual.

Na Companhia o percentual de contratação ficou dentro do limite de repasse regulatório não gerando perdas em 2015.

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 ("PDD") impactou a Receita Operacional Líquida da Companhia no exercício de 2015 em 0,4% (R\$ 13,1 milhões), efeito total do impacto no resultado de 2015.

Risco de taxa de juros: Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. Em consonância com a Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia realiza análise de sensibilidade do risco de variação da taxa de juros.

Quando a exposição é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores pertinentes, que teria um impacto negativo no resultado da Companhia. Ao contrário, quando a exposição é considerada passiva, o risco é a elevação dos indexadores.

Assumindo que: (i) o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2015 seja mantido, e (ii) os respectivos indexadores anuais acumulados nos últimos 12 meses, para esta data base, permaneçam estáveis (CDI 13,18% a.a. e TJLP 6,21% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 112.422 (CDI R\$ 98.475 e TJLP R\$ 13.947). Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Redução (aumento)		
			Cenário I(a)	Elevação de índice em 25%(b)	Elevação de índice em 50%(b)
Instrumentos financeiros ativos	687.841		18.021	45.191	72.361
Instrumentos financeiros passivos	(715.774)		(18.753)	(47.026)	(75.299)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(719.219)		(18.844)	(47.253)	(75.662)
	<u>(747.151)</u>	alta CDI	<u>(19.575)</u>	<u>(49.088)</u>	<u>(78.600)</u>
Instrumentos financeiros passivos	(224.599)		(1.774)	(5.705)	(9.635)
	<u>(224.599)</u>	alta TJLP	<u>(1.774)</u>	<u>(5.705)</u>	<u>(9.635)</u>
Total	<u>(971.750)</u>		<u>(21.350)</u>	<u>(54.793)</u>	<u>(88.236)</u>

(a) Os índices de CDI e TJLP considerados de: 15,80% e 7,00%, respectivamente, foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices do cenário I.

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

Risco de taxa de câmbio: Esse risco decorre da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu.

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia realiza análise de sensibilidade do risco de variação da taxa de câmbio.

Quando a exposição é considerada ativa, o risco consiste na redução dos indexadores pertinentes, que teria um impacto negativo no resultado da Companhia. Ao contrário, quando a exposição é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores.

Assumindo a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2015, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para três cenários distintos, seria:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil) (a)	Risco	Redução (aumento)		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50% (c)
Instrumentos financeiros passivos	(1.103.102)		(168.030)	149.753	467.536
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	1.131.846		172.409	(153.655)	(479.719)
Total	28.744	baixa dolar	4.378	(3.902)	(12.183)

(a) A taxa de câmbio considerada em 31/12/2015 foi de R\$ 3,90

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela BM&FBOVESPA, sendo a taxa de cambio considerada R\$ 4,50 e a depreciação cambial de 15,23%.

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais da apreciação cambial aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela BM&FBOVESPA.

Em função da exposição cambial líquida do dólar ser um ativo, o risco é baixa do dólar e portanto o câmbio local é apreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável.

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

A apuração de *covenant* prevê um limite máximo de 3,75x do indicador de Dívida Líquida / EBITDA, apurado no consolidado da controladora CPFL Energia, sob pena de eventual aceleração da dívida em caso de descumprimento do limite. Para o exercício findo em 31.12.2015 o consolidado da controladora CPFL Energia fechou a apuração do *covenant* em 3,41x, permanecendo dentro do limite estabelecido.

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

Reajuste tarifário anual

Em 16 de junho de 2015, por meio da Resolução Homologatória nº 1.896, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da Companhia em 33,48%, sendo 24,99% relativos ao Reajuste Tarifário e 8,50% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de -3,76% a ser percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste foi de 24,13% e da Parcela B de 0,86%. O fim dos contratos bilaterais ao término de 2014 e a valorização da compra de energia do 18º Leilão de Ajuste, que teve impacto menor do que o considerado na RTE, foram os motivos do reajuste negativo da tarifa no mercado cativo. As novas tarifas entraram em vigor em 19 de junho de 2015.

4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) 2015

Em 27 de fevereiro a ANEEL homologou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.858/2015, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das distribuidoras de energia elétrica que pleitearam tal revisão, dentre elas a Companhia. Essa RTE foi necessária para reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da Companhia frente aos seguintes fatos: (i) aumento da taxa de câmbio para R\$2,80/US\$ e da tarifa adotada nos contratos de compra de energia da Usina de Itaipu em 2015; (ii) aumento do custo de compra de energia decorrente do Leilão de Ajuste de 2015 e do Leilão de Energia Existente de 2014; (iii) aumento significativo da quota CDE em 2015; e (iv) recálculo do encargo de pesquisa e desenvolvimento (P&D). As novas tarifas entraram em vigor em 02 de março de 2015.

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 figuram como parte, classificados como não sigilosos e que são relevantes para a Companhia, com a posição atualizada até 31 de dezembro de 2015. No processo de análise de relevância, a Companhia não se deteve somente nos potenciais efeitos econômicos e financeiros de uma decisão desfavorável, considerando, também os processos em que a imagem da Companhia possa ser afetada de maneira adversa.

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 31 de dezembro de 2015.

PROCESSOS FISCAIS

1) IRPJ/CSLL

Processo Fiscal nº 5012003-49.2012.404.7107 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	5ª Vara Federal de Caxias do Sul
b) Instância	1ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	16/08/2012
d) Partes no processo	RGE x UNIÃO - Fazenda Nacional
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 463.899
f) Principais fatos	A Fazenda Nacional ajuizou ação de natureza fiscal em face da Companhia referente a supostos débitos fiscais, relativos a fatos geradores ocorridos no período de 1999 a 2003, decorrentes de: 1) excesso de amortização de ágio, 2) excesso de depreciação de bens submetidos a reavaliação, e 3) valores relacionados a atualização monetária da Conta de Compensação de Variação de itens da Parcela A ("CVA"), que foram excluídos da base de cálculo do IRPJ e da CSLL, anteriormente discutidos no processo administrativo nº 11080.009008/2004-47. A Companhia ofereceu seguro garantia, interpondo embargos à execução, que se encontra em fase pericial.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 463.899, que representa 13,8% de nossa Receita Líquida, sem maiores impactos nas nossas operações.

Processo Fiscal nº 11020.721280/2013-02– IRPJ / CSLL	
a) Juízo	Conselho de Administração de Recursos Fiscais (CARF)
b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	09/05/2013

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

d) Partes no processo	RGE x Receita Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 245.054
f) Principais fatos	A Delegacia da Receita Federal autuou a Companhia pela exclusão supostamente indevida de valores da base de cálculo ajustada do IR e CSLL decorrente das aquisições da RGE pelas Empresas do Grupo CPFL, relativos aos anos-base 2007 a 2011, cumulados com juros de mora e multa agravada, pelo suposto aproveitamento indevido do ágio pago na aquisição de 67% da RGE pela CPFL Paulista, em razão de ausência de razões econômicas ou negociais que acarretaram a transferência de ágio à CPFL Serra, antiga Ipê Energia. Apresentada impugnação ao débito, que restou parcialmente acolhida. Atualmente, os autos de infração aguardam julgamento do recurso voluntário interposto.
g) Chance de perda	Possível, contudo existe uma parcela que é remota pois, parte do débito foi alcançado pela decadência e a jurisprudência é favorável quanto a possibilidade de aplicação da multa agravada.
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda, ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 245.054, que representa 7,3% de nossa Receita Líquida, sem maiores impactos nas nossas operações.

Processo nº 11020.722513/2011-14 - CSLL

a) Juízo	DRF - DELEGACIA DA RECEITA FEDERAL
b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	07/07/2011
d) Partes no processo	RGE X Receita Federal do Brasil
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 15.276
f) Principais fatos	Auto de infração objetivando a cobrança de débito de CSL relativo aos anos -calendários de 2006 e 2007. O saldo de prejuízo fiscal em 2006 e 2007 é fruto dos resultados apurados pela RGE entre 1999 e 2003. Os resultados relativos a esses períodos estão sendo discutidos no Auto de Infração objeto do Processo Administrativo nº 11080.009008/2004-47, onde se analisa a dedutibilidade de diversas despesas especialmente de amortização de ágio, e a exclusão de receitas da base de cálculo do contribuinte de 1999 até 2003. Atualmente, aguarda-se julgamento do Recurso Voluntário apresentado pela empresa.
g) Chance de perda	Possível

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

h) Análise do impacto em caso de perda	Processo em esfera administrativa: em caso de perda, é passível de julgamento em esfera judicial. Em caso de perda em esfera judicial, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 15.276, que representa cerca de 0,5% de nossa Receita Líquida.
--	---

2) Revisão DIPJ

Processo nº 0043678-60.2015.4.01.3400 - IRPJ	
a) Juízo	22ª Vara Federal de Brasília
b) Instância	1ª Instância (judicial)
c) Data de instauração	07/08/2015
d) Partes no processo	RGE X Receita Federal do Brasil
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 91.195
f) Principais fatos	<p>Ação Ordinária objetivando a suspensão dos processos nºs 11020.722512/2011-70 e 11080.007273/2009-03, finalizados na esfera administrativa, até que haja uma decisão final nos autos da Execução Fiscal nº 5012003-49.2012.404.7107, onde discute-se o processo administrativo nº 11080.009008/2004-47, do qual decorrem os processos administrativos em pauta.</p> <p>Estes Processos Administrativos visam a cobrança dos valores de IRPJ dos anos de 2004, 2006, 2007, decorrentes de suposta utilização indevida de saldo de prejuízo fiscal acumulado pela RGE devido à glosa de despesas de amortização de ágio, de excesso de depreciação de bens submetidos à reavaliação e de atualizações monetárias da conta de CVA.</p>
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda em esfera judicial, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 91.195, que representa cerca de 2,7% de nossa Receita Líquida.

PROCESSOS CÍVEIS**1) DEFENSORIA PÚBLICA do Estado do Rio Grande do Sul**

Processo nº 0092611-98.2005.8.21.0013	
a) Juízo	1.ª VARA CÍVEL DE ERECHIM
b) Instância	2ª Instância

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

c) Data de instauração	26/12/2005
d) Partes no processo	RGE X Defensoria Pública do Estado do Rio Grande do Sul
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Nesse momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo
f) Principais fatos	<p>Trata-se de ação coletiva proposta pela Defensoria Pública do Estado do Rio Grande do Sul contra a RGE na defesa de alguns usuários. Questiona a legalidade dos procedimentos da empresa para recuperação de consumo em casos de fraude. Postula, em sede de antecipação de tutela, (a) seja a RGE condenada a restabelecer o fornecimento de energia de elétrica a todos os consumidores que se encontram privados do serviço, seja por conta da constatação de irregularidades na medição, seja por simples inadimplemento; (b) seja a RGE proibida de efetivar a suspensão do fornecimento de energia elétrica a qualquer consumidor do Estado do Rio Grande do Sul, seja por conta da constatação de irregularidade na medição, seja por conta de inadimplemento; (c) seja suspensa a exigibilidade das dívidas decorrentes da constatação de irregularidades na medição. Ao final, requer (d) a inversão do ônus da prova; (e) a declaração da ilegalidade da Resolução 456, condenando a empresa a abster-se de proceder a novas cobranças nesse sentido; (f) a declaração da nulidade de todos os termos de parcelamento de dívida firmado por consumidores por ocasião da identificação de irregularidades na medição, condenando a Rio Grande Energia à devolução em dobro dos valores já recebidos; e (g) a condenação da empresa a abster-se na interrupção do fornecimento de energia elétrica nesses casos em situações de inadimplemento, sob pena de multa diária a ser fixada. A ação sequer foi recebida pelo juízo de primeira instância. Considerou o julgador singular que 'Mais do que a não-concessão da liminar, é caso de indeferimento da inicial, ante à manifesta ilegitimidade ativa da Defensoria Pública para agir na condição de substituto processual de consumidores de energia elétrica.' Aduziu o decisor que a missão da Defensoria é a defesa dos interesses dos necessitados que comprovarem insuficiência de recursos, conforme preceitua o art. 5º, inciso LXXIV da Constituição Federal, o que não ocorre no caso, já que o pedido é indiscriminado e atingiria a todos os usuários do serviço no Estado do Rio Grande do Sul. Apresentou a Defensoria Pública apelação sustentando que havia projeto de lei em tramitação que possibilitaria tal patrocínio. O Tribunal de Justiça reverteu essa decisão. Nós fizemos Recurso Especial e o Recurso Extraordinário. O Recurso Especial foi desprovido e o Recurso Extraordinário aguarda julgamento. Se não for provido, os autos retornarão à primeira instância e a RGE será citada para contestar a ação (o que não ocorreu até o momento tendo em vista a extinção liminar). Inicial indeferida. Apelação favorável a Defensoria. Interposto Recurso Extraordinário que aguarda julgamento STF.</p>
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia

2) MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL

Processo nº 0003104-70.2000.404.7107

a) Juízo	3ª VARA FEDERAL DE CAXIAS DO SUL
b) Instância	3ª Instância

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

c) Data de instauração	08/06/2000
d) Partes no processo	RGE X MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Nesse momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo
f) Principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública, com o fito de: (a) suspender a cobrança de valores mínimos de consumo; (b) suspender o faturamento com base em estimativa de consumo; (c) restabelecer a tarifa baixa renda; (d) impor à ANEEL que providencie disponibilizar para o consumidor órgão capaz de atender as reclamações dos usuários, impondo providências à RGE, bem como uma completa auditoria no sistema; (e) cominação de multa diária, em face de eventual não cumprimento de obrigação fixada pelo juízo; (f) devolução dos valores já pagos a título de valor mínimo de consumo; (g) devolução de todos os valores das contas emitidas por estimativa e (h) pagamento de danos morais, com reversão para o Fundo Federal de Defesa dos Direitos Difusos. Tudo, deduzido, aos efeitos de ser estendido para toda área de concessão da empresa. Sentença e acórdão desfavorável, em parte, à RGE. Recurso Especial e Recurso Extraordinário interpostos, sendo o Recurso Especial provido, para determinar nova instrução processual em Primeiro Grau. Atualmente, aguarda sentença.
g) Chance de perda	Remoto
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia

3) MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL

Processo Cível nº 5012945-73.2010.404.7100	
a) Juízo	3.ª Vara Cível de Porto Alegre
b) Instância	1ª Instância (Judicial)
c) Data de instauração	05/07/2010
d) Partes no processo	RGE X Ministério Público Federal
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Nesse momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	Ação Civil Pública questionando a Política Tarifária estabelecida em Lei, bem como a metodologia de reajuste tarifário adotado pela ANEEL desde 2002 (Obesidade Tarifária). Ação extinta em razão da incompetência do juízo. Interposta apelação pelo MP, que foi provida para desconstituir a sentença. Processo em fase instrutória, aguardando sentença de mérito.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia.

4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes**4) ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL**

Processo Cível nº 3709601-03.2005.8.21.0001	
a) Juízo	7ª Vara da Fazenda
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	22/02/2001
d) Partes no processo	RGE e outros X Estado do Rio Grande do Sul
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	Trata-se de ação de responsabilização por atos de improbidade administrativa ajuizada pelo Estado do Rio Grande do Sul em face de diversas pessoas físicas (servidores e funcionários de empresas e órgãos públicos), além das empresas (i) AES-SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.; (ii) AES Florestal Ltda. e (v) RGE. Alega o Estado a existência de diversas contratações fraudulentas durante o processo de reformulação e privatização do setor energético. Requerer o Autor em sede liminar (i) a desocupação imediata dos imóveis pertencentes supostamente à CEEE, ocupados pela AES SUL e AES Florestal; alternativamente (ii) o sequestro dos bens; além da quebra de sigilo bancário dos Réus pessoas físicas. Ao final, requereu a declaração de nulidade (i) dos atos que importaram em indevida e ilegal entrega de bens públicos; (ii) atos societários praticados à época; (iii) dos laudos de avaliação que embasaram as negociações; (iv) e desfazimento das transações bancária; além do ressarcimento de todos os prejuízos causados ao erários e aos órgãos públicos relacionados ao caso. Atribui à causa o valor de R\$ 1.000.000,00. Deferida a liminar determinando-se o sequestro dos bens, assim como a quebra do sigilo bancário e fiscal de dois dos Réus. Processo ainda aguarda a citação de todos os Réus.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia

5) ABRADÉE – ANEEL

Ação Ordinária n.º 0039494-18.2002.4.01.3400 (2002.34.00.039564-0)	
a) Juízo	3ª Vara Federal do Distrito Federal
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	12/12/2002
d) Partes no processo	ABRADÉE X ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.

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

f) Principais fatos	A Companhia, bem como outras empresas brasileiras de distribuição, por meio da ABRADDEE, são autoras de um processo contra a ANEEL questionando a base para a remuneração dos ativos da concessão desde o primeiro ciclo de revisão tarifária. Após manifestação das partes sobre o laudo pericial (que constata o desequilíbrio econômico-financeiro alegado pela ABRADDEE) e apresentação de alegações finais, os autos da ação ordinária foram conclusos para sentença.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Pagamento de custas processuais e honorários de sucumbência arbitrados pelo tribunal, visto tratar-se de processo ativo.

PROCESSO TRABALHISTA**1) MINISTERIO PUBLICO DO TRABALHO DA 4ª REGIÃO - MPT**

Processo nº 0020876-43.2015.5.04.0024	
a) Juízo	24ª Vara do Trabalho de Porto Alegre/RS
b) Instância	1ª Instância
c) Data de distribuição	03/07/2015
d) Partes no processo	MTE X RGE
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 158.815
f) Principais fatos	Ação Civil Pública, proposta pelo Ministério Público do Trabalho, a qual requer a condenação da RGE devido à utilização de terceirização ilícita de mão de obra por fazer parte da atividade-fim da empresa. Pedes, em caráter provisório, a antecipação dos efeitos de tutela para a imediata cessação da intermediação de mão de obra para a realização da atividade-fim sob pena de pagamento de multa fixa no valor de R\$ 50.000,00 por trabalhador utilizado. Em caráter definitivo, requer a confirmação da antecipação dos efeitos da tutela para não utilizar intermediação de mão de obra relacionada à atividade fim da reclamada, sob pena de multa de R\$ 50.000,00 por trabalhador utilizado. Condenação da ré ao pagamento de R\$ 150.000.000,00 a título de dano moral coletivo. Indeferida a antecipação de tutela, aguarda audiência de prosseguimento designada para 08/06/2016.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso no caso de condenação ao pagamento de danos morais coletivos, primarização da mão de obra.

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

Processo Regulatório nº 0007686-53.2006.4.01.3400	
a) Juízo	22ª Vara Federal de Brasília/DF
b) Instância	2ª instância (judicial)
c) Data de instauração	03/03/2006
d) Partes no processo	RGE x Agencia Nacional de Energia Elétrica
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 24.866
f) Principais fatos	Ação ordinária ajuizada pela RGE, objetivando a anulação dos Autos de Infração nºs 008/2002-SFF-ANEEL e nº 009/2002-SFF-ANEEL. Referidas autuações foram lavradas, respectivamente, (i) por não submissão à aprovação da ANEEL de garantias prestadas a empréstimo bancários tomados por empresa subsidiária (Sul Geradora) e (ii) alteração dos encargos da dívida através de aditamento de contrato de mútuo mantido com referida subsidiária, também sem submeter a operação à aprovação da ANEEL. Houve decisão desfavorável à empresa em 1ª instância. Atualmente, aguarda-se o julgamento do Recurso de Apelação.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Em caso de perda ocorreria desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia. Este fato causaria relevante impacto no resultado do exercício da Companhia, representando cerca de 0,7% de nossa Receita Líquida, porém sem comprometer suas operações futuras.

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.

4.5 - Processos sigilosos relevantes

4.5 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 figuram como parte, que não estão classificados como sigilosos e que, quando considerados relevantes para a Companhia, com a posição atualizada até 31 de dezembro de 2015. No processo de análise de relevância, a Companhia não se deteve somente nos potenciais efeitos econômicos e financeiros de uma decisão desfavorável, considerando, os processos em que a imagem da Companhia possa ser afetada de maneira adversa.

Apresentamos a seguir os detalhes dos processos repetitivos ou conexos em que somos parte, que não estão sob sigilo e que, quando considerados em conjunto, são relevantes para o nosso negócio em 31 de dezembro de 2015.

Trabalhistas – Terceirizadas

Valores envolvidos R\$ 214.391 mil

Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência Ações em que o reclamante, contratado por empresa que presta serviços à Companhia, pleiteia o recebimento de verbas decorrentes da relação de trabalho existente entre ele e a terceirizada, além de vínculo direto com a empresa tomadora dos serviços.

Trabalhistas – Horas Extras

Valores envolvidos R\$ 63.983 mil

Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência Ações em que o reclamante pleiteia o recebimento de horas extras não pagas, ou supostamente pagas de forma incorreta.

Cíveis – Convênios de devolução

Valores envolvidos R\$ 22.076 mil

Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência Concessionária efetua cobrança dos clientes devedores. Consumidores inconformados reclamam judicialmente os valores discutidos, e/ou, a forma de cobrança.

Cíveis – Acidentes / Eletroplessão

Valores envolvidos R\$ 56.603 mil

Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência Pleiteiam os autores o recebimento de indenização por danos materiais e morais em razão de acidentes com energia elétrica.

4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto**4.6.1 Indicar o valor total provisionado, se houver, dos processos descritos no item 4.6****Trabalhistas**

Terceirizadas – R\$ 3.392

Horas Extras – R\$ 18.332

Cíveis

Convênios de Devolução – R\$ 3.172

Acidentes/Eletroplessão – R\$ 14.185

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.

5.3 - Descrição dos controles internos

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

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

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

b. as estruturas organizacionais envolvidas

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

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

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

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

Considerando os trabalhos realizados pelos auditores independentes para avaliar a estrutura de controles internos, que tem como objetivo garantir a adequação das demonstrações financeiras, nossa administração atualmente não tem conhecimento de fatos ou aspectos que possam indicar a presença de deficiências significativas nos controles internos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

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 2015, as demais deficiências são encaminhadas aos diretores responsáveis para definição dos planos de ação. Tanto a Gerência de Compliance, como a Assessoria de Auditoria Interna realizam o acompanhamento e verificação do atendimento do plano de ação ao longo do exercício fiscal. A Comunicação de Deficiências de Controles Internos, emitida pelos Auditores Independentes, é anualmente arquivada no órgão regulador, ANEEL. Os status dos planos de ação são acompanhados pelo Conselho Fiscal da nossa controladora CPFL Energia, órgão independente da Administração e da auditoria externa, que desempenha as funções do Comitê de Auditoria da controladora CPFL Energia.

5.4 - 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.

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

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

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

Data de Constituição do Emissor	28/07/1997
Forma de Constituição do Emissor	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 Rio Grande Energia S.A. ("RGE" ou "Companhia") é uma concessionária de distribuição de energia elétrica registrada na CVM como companhia de capital aberto em 13 de outubro de 1997 sob o nº 16535, com sede na Cidade de Caxias do Sul, Estado do Rio Grande do Sul, à Rua Mario Boni, nº 1.902, CEP 95012-580.

A Companhia foi constituída em 28 de julho de 1997, com prazo de duração indeterminado, com o nome de Companhia Norte e Nordeste de Distribuição de Energia Elétrica (CNNDEE), tendo sido esta denominação alterada para Rio Grande Energia S.A. em 09 de dezembro do mesmo ano.

A RGE tem como objeto social: (a) realizar estudos, projetos, construções e operações de usinas produtoras e linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica e serviços correlatos, inclusive sistemas de informática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades, podendo participar de outras sociedades para a realização de seus objetivos sociais; (b) desenvolver atividades associadas à prestação de serviços de energia elétrica, tais como: uso múltiplo de postes, mediante cessão onerosa a outros usuários; transmissão de dados através de suas instalações, observada a legislação pertinente; prestação de serviços técnicos de operação, manutenção e planejamento de instalações elétricas de terceiros; serviços de otimização de processos energéticos e instalações elétricas de consumidores; cessão onerosa de faixas de servidão de linhas e áreas de terra exploráveis de usinas e reservatórios, visando a maior eficiência no uso da eletricidade; e (c) integrar grupos de estudo, consórcios, grupos de sociedade ou quaisquer outras formas associativas com vista a pesquisas de interesse do setor energético, à formação de pessoal técnico a ele necessário, bem como à prestação de serviços de apoio técnico, operacional, administrativo e financeiro a outras empresas.

O surgimento da Companhia é fruto das modificações ocorridas no setor elétrico nacional ao longo da segunda metade da década de 90. Em 1996, teve início o processo de privatização dos serviços de energia elétrica do Estado do Rio Grande do Sul, realizado no âmbito do Programa Nacional de Desestatização. Nesse processo, foi definida a política de reestruturação societária e operacional da Companhia Estadual de Energia Elétrica ("CEEE"). Como resultado desse processo de reestruturação, em agosto de 1997, a CEEE foi cindida, tendo parte de seu patrimônio vertido para novas empresas: (i) duas com atividade de geração de energia elétrica, (ii) uma de transmissão e (iii) três de distribuição de energia. Parte dos ativos cindidos da CEEE foi vertida para a então denominada Companhia Norte Nordeste de Distribuição de Energia Elétrica, que foi privatizada em outubro do mesmo ano.

Em outubro de 1997, Previ e VBC Energia assinaram "Protocolo de Intenções" e, na mesma data, Ipê Energia, Previ e VBC Energia assinaram um "Termo de Adesão", com vistas à regular as respectivas participações, em conjunto, por meio da DOC3, no processo de licitação na modalidade leilão, para alienação de ações do capital da RGE (então denominada Companhia Norte Nordeste de Distribuição de Energia Elétrica "CNNDEE") pelo Estado do Rio Grande do Sul. Como vencedora do referido leilão, a DOC3 adquiriu ações ordinárias equivalentes a aproximadamente 91,9% do capital total da CNNDEE. A CNNDEE teve sua denominação alterada para Rio Grande Energia S.A. em dezembro de 1997.

Em julho de 1998, a DOC3 foi extinta em virtude da incorporação de suas ações pela RGE, conforme Resolução Homologatória da ANEEL 166/2004. A CVM também manifestou sua concordância com as condições apresentadas na referida resolução. Como consequência, os acionistas da DOC3 passaram a deter participação societária direta no capital social da RGE. A partir dessa data, a RGE passou a ser controlada pela 521 Participações, controlada pela PREVI, Serra da Mesa, controlada pela VBC e Ipê Energia, integrante do grupo PSEG Américas.

Em fevereiro de 2001, a 521 Participações e a Serra da Mesa receberam da CPFL Paulista uma oferta de compra da totalidade das ações por elas detidas na RGE. Em abril de 2001, por meio do "Contrato de Compra e Venda de Ações", a CPFL Paulista adquiriu as participações acionárias detidas pela Serra da Mesa e pela 521 Participações no capital social da Companhia, equivalentes a 66,9% do capital social total, sendo 257.228.985 ações ordinárias e 60.130.858 ações preferenciais de titularidade da Serra da Mesa e 165.166.964 ações ordinárias e 36.360.809 ações preferenciais de titularidade da 521 Participações.

A ANEEL impôs, por meio da Resolução Homologatória, algumas obrigações a serem cumpridas pela Companhia em decorrência da incorporação da DOC3, que foram deliberadas na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 04 de outubro de 2004. As obrigações impostas pela ANEEL podem ser resumidas da seguinte maneira:

- aditamento ao Contrato de Concessão para conter as exigências da Resolução Homologatória acima referida;

6.3 - Breve histórico

- adequação da curva de amortização do saldo do ágio aprovada na assembleia geral extraordinária realizada em 28 de junho de 2004;
- modificação das características das ações preferenciais emitidas pela Companhia; e
- capitalização do saldo de dividendos fixos declarados e não pagos pela Companhia.

Em atendimento ao disposto no artigo 20 da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, na Resolução Homologatória ANEEL nº 156/04 e no Ofício nº 941/2005 – SFF/ANEEL, a assembleia geral extraordinária realizada em 10 de setembro de 2005 aprovou a alienação da totalidade de ações detidas pela RGE no capital social da Sul Geradora Participações S.A. (então subsidiária integral da RGE), as ações foram oferecidas aos então acionistas da RGE, na proporção da participação de cada um no capital social, em atendimento ao previsto no artigo 253 da Lei das Sociedades por Ações. A CPFL Paulista cedeu seu direito de preferência na aquisição das ações da Sul Geradora à CPFL Brasil.

Em dezembro de 2007, na sequência de várias operações de descruzamento societário, incluindo a incorporação da CPFL Serra, então acionista detentora de 99,8% das ações da RGE e 100,0% controlada pela CPFL Energia, e de uma operação de incorporação de ações de acionistas minoritários, a CPFL Energia passou a controlar 100,0% da RGE.

A Rio Grande Energia S.A. teve seu registro de companhia aberta concedido em 10 de outubro de 1997, código CVM 1653-5, com fundamento no art. 21 da Lei nº 6385/76, incisos I e II. Por meio do OFÍCIO/CVM/SEP/GEA-1/Nº 457/2009, de 04 de novembro de 2009, foi aprovada a alteração do mercado de negociação dos valores mobiliários de sua emissão, de Mercado de Bolsa para Mercado de Balcão Não-Organizado.

Em dezembro de 2009, em decorrência da publicação da Instrução Normativa CVM nº 480, as empresas passaram a ser classificadas como categoria A ou B. A RGE está classificada como categoria B, portanto está autorizada a negociar valores mobiliários em mercados regulamentados, exceto os seguintes valores mobiliários: (i) ações e certificados de depósitos de ações ou (ii) valores mobiliários que confirmam ao titular o direito de adquirir ações e certificados de depósitos de ações, em consequência da sua conversão ou do exercício dos direitos que lhe são inerentes, desde que emitidos pelo próprio emissor desses valores mobiliários ou por uma sociedade pertencente ao grupo do referido emissor.

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 Atividades do emissor

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

A Companhia distribui energia elétrica para uma região que abrange 86.152 quilômetros quadrados no estado do Rio Grande do Sul, com uma população de aproximadamente 4 milhões de habitantes. Sua área de concessão abrange 255 municípios, dos quais se destacam as cidades de Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves. A Companhia encerrou o ano de 2015 atendendo aproximadamente 1,4 milhões de consumidores, distribuindo 8.010 GWh de energia elétrica (6.722 GWh distribuídos a Consumidores Finais e 1.288 GWh distribuídos principalmente a pequenas concessionárias e pequenas cooperativas de eletrificação rural), que respondem por aproximadamente 33,4% do total da energia elétrica distribuída no Estado do Rio Grande do Sul e por 2,3% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante esse período.

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

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

Em 31 de dezembro de 2015, nossa rede de distribuição consistia em 81.345 km de linhas de distribuição, incluindo 100.930 transformadores de distribuição. A Companhia tinha 2.109 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV. Naquela data, detínhamos 72 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição, com capacidade total de transformação de 2.171 megavolt *amperes*. Entre os consumidores industriais e comerciais em nossa área de concessão, 46 recebiam energia elétrica em 69 KV, 88 KV ou 138 KV, distribuída por meio de conexões diretas às nossas linhas de distribuição em alta tensão.

Performance do Sistema

Perdas de Energia elétrica

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 similares. Os índices de perda de energia elétrica da Companhia são mais favoravelmente comparadas ao percentual médio de outras importantes distribuidoras brasileiras, segundo as informações mais recentes disponibilizadas pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, ou 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. Realizamos 58 mil inspeções em 2015, o que acreditamos ter conduzido a uma recuperação de recebíveis estimada em mais de R\$ 6,2 milhões.

Interrupções de Energia

A tabela abaixo determina, para a Companhia, a frequência e duração das interrupções de energia por consumidor nos anos findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013:

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Para o exercício findo em 31 de dezembro de

	2015	2014	2013
FEC ¹	8,33	9,14	9,04
DEC ²	15,98	18,77	17,35

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

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

Estamos continuamente buscando melhorar a qualidade e confiabilidade de nosso fornecimento de energia, tendo como parâmetro as medições de frequência e duração de nossas interrupções de energia. De acordo com os dados da ABRADEE de 2014, que são as informações mais recentes disponíveis, nossa frequência e duração média das interrupções por consumidor durante os últimos anos se comparam favoravelmente com as médias para as demais distribuidoras brasileiras.

Com base nos dados publicados pela ANEEL, a duração e frequência das interrupções da Companhia estão abaixo da média nacional. A duração 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 em média de 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, resultando em níveis baixos de interrupção programada, da ordem de até 11% do total de interrupções. As interrupções não programadas em razão de acidentes ou causas naturais, incluindo descargas atmosféricas, incêndio e ventos representaram o total remanescente de nossas interrupções. Em 2015, investimos aproximadamente R\$ 274 milhões 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\$ 338 milhões para tais fins durante 2016.

Compras de Energia Elétrica

A maior parte da energia elétrica que vendemos é adquirida de partes não relacionadas e o montante total de energia elétrica comprada no ano de 2015 foi de 9.599 GWh.

Em 2015, compramos 1.957 GWh de energia elétrica da Usina Hidroelétrica de Itaipu, chegando a 20,4% do total da energia elétrica adquirida. Itaipu está localizada na fronteira entre Brasil e Paraguai e é objeto de um tratado bilateral entre os dois países, por meio do qual o Brasil se comprometeu a comprar quantidades de energia elétrica previamente estabelecida. Este tratado irá expirar em 2023. As prestadoras de serviços públicos de energia elétrica que operam por concessões nas regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste do Brasil são obrigadas por lei a comprar uma parte da energia elétrica que o Brasil é obrigado a comprar de Itaipu. As quantidades que essas empresas estão obrigadas a comprar são regidas por contratos *take-or-pay*, com tarifas estabelecidas em dólares norte-americanos por kW. A ANEEL determina anualmente a quantidade de energia elétrica a ser vendida por Itaipu. Pagamos pela energia adquirida de Itaipu de acordo com a proporção entre a quantidade estabelecida pela ANEEL e nossa quota-parte estabelecida por lei, independentemente de Itaipu ter gerado essa quantidade de energia elétrica ou não, por um preço de US\$38,07/kW. Nossas compras representam aproximadamente 3,2% do fornecimento total de Itaipu para o Brasil. Essa quota-parte foi fixada por lei, de acordo com a quantidade de energia elétrica vendida em 1991. As tarifas pagas são estabelecidas de acordo com o tratado bilateral e fixadas de maneira a cobrir as despesas operacionais de Itaipu, os pagamentos do principal e juros de suas dívidas expressos em dólares norte-americanos, e os custos de transmissão da energia a suas áreas de concessão.

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

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

Em 2015, pagamos uma média de R\$ 279,65 por MWh para as compras de energia elétrica de Itaipu, em comparação com R\$ 132,82 em 2014 e R\$ 121,09 durante 2013. Esses números não incluem a taxa de transmissão.

Compramos 7.642 GWh de energia elétrica em 2015 de outras empresas geradoras que não Itaipu, o que representa 76,9% do total da energia elétrica que adquirimos. Pagamos uma média de R\$ 225,45/MWh para as compras de energia elétrica de empresas geradoras (que não Itaipu), comparados a R\$ 252,83/MWh em 2014 e R\$ 165,18/MWh em 2013. Para obter mais informações sobre o mercado regulado e o ambiente de contratação livre, consulte "O Setor Elétrico Brasileiro - A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico" no item 7.9 deste Formulário de Referência.

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

	GWh		
	2015	2014	2013
<u>Energia comprada para revenda</u>			
Energia de Itaipu Binacional	1.957	1.920	1.869
Energia de curto prazo	999	933	473
PROINFA	205	192	194
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	6.438	6.494	6.448
<u>Total</u>	9.599	9.539	8.983

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

Com início em 2013, todas as companhias distribuidoras do Brasil são obrigadas a comprar energia elétrica de entidades geradoras cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei nº 12.783/13. As tarifas e os volumes de eletricidade a serem comprados por cada distribuidora, assim como os termos aplicáveis para cada contrato entre as companhias geradoras e distribuidoras, foram estabelecidas pela ANEEL por meio de regulamentações. Uma vez que as companhias distribuidoras são requeridas a contratar de forma antecipada 100% da sua demanda por energia, através de leilões públicos, e são autorizadas a repassar somente 105% do custo relacionado a compra de energia aos consumidores, quaisquer cotas atribuídas involuntariamente atribuídas 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 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 – "Podemos não ser capazes de repassar integralmente os custos de nossas compras de energia elétrica e, para satisfazer à nossa demanda, poderíamos ser forçados a firmar contratos de curto prazo para adquirir energia elétrica a preços consideravelmente mais altos do que aqueles estabelecidos em nossos contratos de compra de longo prazo".

Tarifas de Transmissão: Em 2015, pagamos um total de R\$ 268 milhões em tarifas pelo uso da rede de transmissão, inclusive as tarifas da Rede Básica, as tarifas de conexão e transmissão de energia elétrica de alta tensão de Itaipu às taxas estabelecidas pela ANEEL.

Consumidores

Classificamos nossos consumidores em cinco categorias principais. Consulte a nota 23 de nossas demonstrações financeiras auditadas para um detalhamento de nossas vendas por categoria.

- *Consumidores industriais:* As vendas para consumidores industriais finais responderam por 20,9% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2015.

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

- *Consumidores residenciais:* As vendas para consumidores residenciais finais responderam por 42,1% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2015.
- *Consumidores comerciais:* As vendas para consumidores comerciais finais, que incluem as empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais, responderam por 22,5% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2015.
- *Consumidores rurais:* As vendas para consumidores rurais responderam por 6,4% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2015.
- *Outros consumidores:* As vendas para os demais consumidores, que incluem serviços públicos, tais como iluminação pública, responderam por 8,5% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2015.

Tarifas

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

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

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

A tabela a seguir contém informações relativas à média de nossos preços de fornecimento para cada categoria de consumidor em 2015, 2014 e 2013. Estes preços incluem tributos (ICMS, PIS e COFINS) e são calculados com base em nossas vendas e na quantidade de energia elétrica vendida em 2015, 2014 e 2013.

	Preço Médio (R\$/MWh)		
	2015	2014	2013
Residencial	671,50	431,13	430,59
Industrial	533,24	327,26	301,21
Comercial	655,85	419,95	416,85
Rural	361,01	220,55	221,40
Outros	276,94	186,10	183,19
Total	518,22	331,10	323,81

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

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 igual 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% para consumo de energia variando de 30 KW/h até 220 KW/h 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 no item 7.9 deste formulário. Em 2015, as receitas de tarifas pelo uso de nossa rede por Consumidores Livres totalizaram R\$ 283 milhões. A tarifa média pelo uso de nossa rede foi de R\$146,61/MWh e R\$76,50/MWh em 2015, 2014 e 2013, respectivamente, incluindo a TUSD que cobramos de outras distribuidoras conectadas às nossas Redes de Distribuição.

Procedimentos de Faturamento

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

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

De acordo com dados recentes disponibilizados pela ABRADEE, o percentual de consumidores inadimplentes 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 2015, atendemos aproximadamente 6,9 milhões de protocolos. Também prestamos serviço de atendimento ao consumidor por meio de nossas agências as quais atenderam aproximadamente 930 milhões de solicitações de consumidores em 2015. 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.

Concorrência

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

Segundo a legislação brasileira e nosso contrato de concessão, a nossa concessão para distribuição pode ser renovada uma vez, desde que haja aprovação do Ministério das Minas e Energia ou da ANEEL, na qualidade de poder concedente, contanto que a concessionária solicite renovação e que determinados parâmetros em relação à

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas

prestação do serviço público tenha sido atendido. Pretendemos solicitar a renovação da nossa concessão quando da sua expiração. Poderemos enfrentar concorrência significativa de terceiros ao pleitear a renovação de nossa concessão. O governo federal brasileiro tem total discricionariedade sobre a renovação das concessões já existentes. Adicionalmente, o novo contrato de concessão poderão possuir cláusulas contratuais distintas das vigentes atualmente.

Sazonalidade

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

A área de concessão abrangida pela Companhia apresenta diversidade, tanto geográfica quanto de classe de consumidores, o que atenua a característica sazonal do consumo de energia e conseqüentemente do negócio da Companhia.

Eventual volatilidade em seus preços.

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

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

7.9 - 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 2015, a Capacidade Instalada de geração de energia no Brasil era de 140.858 MW. Historicamente, aproximadamente 65% do total da Capacidade Instalada no Brasil provém de Usinas Hidroelétricas. Grandes Usinas Hidroelétricas tendem a estarem 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 130.000 km de linhas de transmissão com tensão igual ou maior que 230 kV e capacidade de processamento de mais de 315.000 MVA do Estado do Rio Grande do Sul ao longo do Estado do Amazonas.

De acordo com a EPE, o consumo de eletricidade no Brasil reduziu em 2,1% em 2015, alcançando 464.700 GWh. O MME e a EPE estimam que o consumo de eletricidade crescerá em 4% por ano até 2024. De acordo com o Plano de Expansão com duração de dez anos, publicado pelo MME e pela EPE, objetivando satisfazer a demanda em função do crescimento esperado, a Capacidade Instalada do Brasil deve atingir 206,4 GW até 2024, dos quais 117 GW (56,7%) corresponderão à geração hidroelétrica, 33 GW (16,0%) à geração termoeletrica e nuclear e 56,4 GW (27,3%) aos outros recursos renováveis.

Atualmente, cerca de 33% 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 2,3% de participação no mercado.

O segmento de distribuição no Brasil permanece fragmentado, com seis empresas controlando aproximadamente 53% do mercado. O grupo CPFL Energia é o maior competidor com 12,4% do mercado de distribuição de eletricidade.

Principais Autoridades Regulatórias

Ministério de Minas e Energia - MME

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

Conselho Nacional de Política Energética - CNPE

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

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

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

7.9 - Outras informações relevantes

internacionais; (iii) a garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória, a todos os agentes do setor; (iv) o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico; (v) apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica; e (vi) proposição de normas para operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

A CCEE é uma organização sem fins lucrativos sujeita à autorização, fiscalização e regulação da ANEEL. A CCEE substituiu o Mercado Atacadista de Energia. A CCEE é responsável (i) pelo registro de todos os CCEARs e todos os contratos resultantes dos leilões de ajustes, bem como da quantidade de energia dos contratos celebrados no ambiente de contratação livre e (ii) pela contabilização e liquidação dos montantes de energia elétrica comercializados no mercado de curto prazo, dentre outras atribuições. A CCEE é integrada pelas entidades que possuem concessões, permissões ou autorizações de serviços de energia elétrica, e pelos Consumidores Livres e Especiais. O seu conselho de administração é composto por quatro membros indicados pelas referidas partes, e um membro indicado pelo MME. O membro indicado pelo MME atua como Presidente do Conselho de Administração.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

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

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

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

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

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

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

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

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

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

7.9 - Outras informações relevantes

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 subseqüentes. Cada agente de distribuição deverá notificar o MME em até sessenta dias antes de cada leilão de energia, sobre a quantidade de energia que pretende contratar nos leilões. Baseado nessa informação, o MME deve estabelecer a quantidade total de energia a ser contratada no ambiente de contratação regulado e a lista dos projetos de geração que poderão participar dos leilões.

Ambientes para Comercialização de Energia Elétrica

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

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

Ambiente de Contratação Regulada - ACR

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

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

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

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

7.9 - Outras informações relevantes

Ambiente de Contratação Livre

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

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

- Consumidores Livres Convencionais são aqueles cuja demanda de energia contratada é de pelo menos 3MW. Esses consumidores podem optar por adquirir a energia convencional, no todo ou em parte, de outro vendedor autorizado, nos termos da legislação em vigor. Os consumidores que tenham exercido essa opção são denominados "Consumidores Livres Convencionais".
- Consumidores Livres Especiais são consumidores individuais ou grupos de consumidores cuja demanda de energia contratada varia entre 500 kW e 3 MW. Os consumidores que tenham exercido essa opção são denominados "Consumidores Livres Especiais". Os Consumidores Livres Especiais somente podem adquirir energia de fontes renováveis: (i) Pequenas Centrais Hidroelétricas com capacidade superior a 3.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW; (ii) geradores de Hidroelétricas com capacidade superior a 3.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW, no âmbito do regime de produção independente de energia; (iii) geradores com capacidade limitada a 3.000 kW; e (iv) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou a biomassa) cuja capacidade gerada não exceda 50.000 kW. As geradoras estatais poderão vender energia elétrica aos Consumidores Livres, contudo, diferentemente das geradoras privadas, estas unidades só podem fazê-lo por meio de processos de leilão.
- Também nos referimos aos consumidores que satisfazem os respectivos requisitos de demanda, mas que não tenham exercido a opção de migrar ao Mercado Livre como "Consumidores Livres Convencionais Potenciais" ou "Consumidores Livres Especiais Potenciais", conforme o caso, e, de modo geral, como "Consumidores Livres Potenciais".

Recentes Desenvolvimentos no Mercado Livre

Em 2 de agosto de 2012, o MME promulgou a Portaria nº 455, prevendo novas normas a respeito do registro de PPAs no Mercado Livre. Atualmente os PPAs devem estar registrados com antecedência na CCEE mensalmente, mas o volume de eletricidade contratada pode estar ajustado em uma base *ex post* após o consumo ter sido realizado. Sob a Portaria nº 455, de 1º de junho de 2014 os PPAs precisam estar registrados na CCEE com antecedência semanal e o ajuste do volume *ex post* será proibido. Como resultado, as partes terão que declarar seu volume de consumo *ex ante* esperado, exceto quando eles indicaram especificamente à CCEE que o PPA em questão se refere ao volume de consumo efetivo. No entanto, a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL) obteve uma liminar contra a Portaria nº 455, impedindo a aplicação *ex ante* da regra de registro de contrato para comerciantes de energia. A aplicação desta Lei na CCEE foi suspensa para todos os agentes (geradores, comerciantes e consumidores), já que pode não se aplicar apenas a um grupo específico de agentes. O ato se aplica apenas ao Mercado Livre, não afetando os distribuidores.

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

Leilões no Ambiente de Contratação Regulada

Os leilões de compra de energia elétrica para novos projetos de geração em andamento são realizados (i) como leilões A-5; ou (ii) três anos antes da data de início da entrega (denominados leilões "A-3"). Leilões de compra de energia provenientes de empreendimentos 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

7.9 - Outras informações relevantes

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

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

O Valor Anual de Referência

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

O Valor Anual de Referência cria um incentivo para que as distribuidoras contratem suas necessidades de energia elétrica previstas pelo preço mais baixo nos leilões "A-5" e "A-3". A regulação estabelece os seguintes limites à capacidade das distribuidoras de repassar custos aos consumidores: (i) nenhum repasse de custos para as compras de energia elétrica que excedam 105,5% da demanda real; (ii) repasse limitado de custos para compras de energia elétrica em um leilão "A-3", se a quantidade de energia elétrica adquirido exceder 2,0% da demanda de energia elétrica; (iii) repasse limitado dos custos de aquisição de energia elétrica dos novos projetos de geração de energia elétrica, se a quantidade contratada nos termos dos novos contratos relacionados às instalações de geração existentes for inferior a 96,0% da quantidade de energia elétrica previsto no contrato por vencer; (iv) total repasse dos custos relativos às compras de energia elétrica das instalações existentes no leilão "A-1" se a compra for maior do que o limite máximo de 96%. O MME estabelece o preço máximo de aquisição para a energia elétrica gerada pelos projetos existentes que participam dos leilões para venda de energia elétrica a distribuidoras e, se as distribuidoras não cumprirem a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos de energia adquirida no mercado de curto-prazo será o menor entre o "spot price" (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 calculado 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\$422,56, de acordo com a Resolução da ANEEL 2.002/2015. Antes de tal resolução, o valor máximo do PLD era de R\$388,48 (Resolução nº 832/2014). O seu valor foi reduzido de modo a diminuir os riscos de agentes expostos.

7.9 - Outras informações relevantes

Convenção de Comercialização de Energia Elétrica

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

Restrição de Atividades das Distribuidoras

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

Eliminação do Direito à Autocontratação

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

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

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

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

Limitações à Concentração no Mercado de Energia Elétrica

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

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

7.9 - Outras informações relevantes

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 - 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 e assinaram contratos com o ONS e companhias de transmissão (representadas pelo ONS) que lhes conferem o direito de utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento de certas tarifas.

TE

A TE (Tarifa de Energia) é paga por Consumidores Cativos e Concessionárias ou Permissionárias de Distribuição pelo consumo de energia, com base no montante de eletricidade realmente consumida, remunera o custo de energia, determinados encargos regulatórios relacionados ao uso de energia, custos de transmissão relacionados à Itaipu, certas perdas de sistema de transmissão, relacionados ao mercado de Consumidor Cativo, custos com pesquisa e desenvolvimento e Taxa de Fiscalização da ANEEL – TFSEE.

Base de Cálculo de Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica

A ANEEL tem poderes para reajustar e revisar as tarifas acima em resposta a alterações de custos de compras 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 nº. 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:

7.9 - Outras informações relevantes

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

Os aumentos de produtividade e a meta de despesa operacional são determinados a cada revisão periódica.

A partir do 4º ciclo de revisão periódica, a "qualidade do serviço" é determinada em cada reajuste anual e na revisão periódica.

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

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

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

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

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

Desde 2013, variáveis, tais como a necessidade de despacho de usinas termoeletricas, 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 termoeletricas relacionado ao CCEAR. A CCEE, que gerencia a Conta ACR, obteve um empréstimo com 13 bancos

7.9 - Outras informações relevantes

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

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

Devido às condições hidrológicas desfavoráveis que têm sido observadas desde 2013, as bandeiras tarifárias vermelhas foram aplicadas desde a introdução deste sistema em janeiro de 2015 e até fevereiro de 2016. Considerando a melhoria no cenário nas condições hidrológicas observadas no começo de 2016, a bandeira amarela foi aplicada para o mês de março e a bandeira verde é atualmente aplicada para o mês de abril. Embora esse mecanismo reduza parte do impacto no caixa as distribuidoras continuam sujeitas ao 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 Termoeletricidade ou PPT, com a finalidade de diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência das usinas hidroelétricas. Os incentivos conferidos às usinas termoeletricas 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 termoeletricas 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 PROINFA. Nos termos do PROINFA, a Eletrobrás oferece garantias de compra de até 20 anos para a energia gerada por fontes alternativas, sendo a energia adquirida por empresas de distribuição para entrega aos Consumidores Finais. O custo de aquisição dessa energia alternativa é arcado pelos Consumidores Finais em base mensal (exceto por Consumidores Finais de baixa renda, que são isentos desses pagamentos), com base em planos estimados de compras anuais, preparados pela Eletrobrás e aprovados pela ANEEL. Em sua fase inicial, o PROINFA estava limitado a uma capacidade contratada total de 3.299 MW. O objetivo dessa iniciativa era atingir uma capacidade contratada de até 10% do consumo anual total de energia elétrica do Brasil em 20 anos, a partir de 2002.

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

Encargos Tarifários

EER

O Encargo de Energia de Reserva, EER, é uma taxa regulatória cobrada mensalmente, criada para arrecadar fundos para energia de reserva contratada pela CCEE. Essas reservas de energia são utilizadas para

7.9 - Outras informações relevantes

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 n.º 12.783/13 estabeleceu que, a partir de 1º de janeiro de 2013, esse encargo não mais incide sobre as companhias de distribuição, geração ou transmissão cujas concessões foram estendidas nos termos da referida lei, ou as novas concessionárias de geração e transmissão.

Os Produtores Independentes de Energia Elétrica que utilizam fontes hidroelétricas 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.

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 termoeletrica 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 nº. 7.945 de 7 de março de 2013, o governo brasileiro decidiu usar a CDE para subsidiar: (i) a parte dos custos de energia de geração térmica adquiridas pelas distribuidoras em 2013; (ii) riscos hidrológicos das concessões de geração renovadas pela Lei nº. 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.

ESS - Encargo do Serviço do Sistema

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

Em 2013, devido às condições hidrológicas adversas, o ONS despachou um número de Usinas Termoeletricas, levando a um aumento dos custos. Estes despachos causaram um aumento significativo no Encargo do Serviço do Sistema Relacionados à Segurança Energética, ou ESS-SE. Uma vez que o encargo ESS-SE se aplica apenas às distribuidoras (embora possa posteriormente ser transferido aos consumidores) e para Consumidores Livres, o CNPE decidiu, através da Resolução nº 03/2013, repartir os custos, ampliando o encargo ESS-SE a todos os participantes do setor de energia elétrica. Essa decisão aumentou a base de custo dos negócios exceto as distribuidoras (já que elas não podem transferir o custo para os consumidores), principalmente no segmento de Geração. No entanto, alguns participantes da indústria, incluindo as subsidiárias de geração do grupo CPFL Energia, estão contestando a validade da Resolução nº 03/2013 e obtiveram uma liminar judicial, que foi confirmada pelo Supremo Tribunal Federal, o STF, isentando-os do ESS-SE.

7.9 - Outras informações relevantes

Taxa pelo Uso de Recursos Hídricos – CFURH

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que os detentores de uma concessão e autorização de uso de recursos hídricos paguem uma taxa de 6,75% do valor da energia que geram pela utilização de tais instalações. Esse encargo deve ser pago ao distrito federal, estados e municípios nos quais a usina ou seu reservatório esteja localizado.

Taxa de Fiscalização de Serviço 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 hidroelétricos com despacho centralizado é proporcionada pelo MRE, que procura mitigar os riscos inerentes à geração de energia hidráulica determinando que geradores hidroelétricos compartilhem os riscos hidrológicos do Sistema Interligado Nacional. De acordo com a legislação brasileira, a cada usina hidroelétrica é atribuída uma Energia Assegurada, determinada em cada contrato de concessão pertinente, independentemente da quantidade de energia elétrica gerada pela usina. O MRE transfere a energia excedente daqueles que geraram além de sua Energia Assegurada para aqueles que geraram abaixo. O despacho efetivo de geração é determinado pelo ONS tendo em vista a demanda de energia em âmbito nacional e as condições hidrológicas. A quantidade de energia efetivamente gerada pelas usinas, seja ela acima ou abaixo da energia assegurada, é precificada por uma tarifa denominada Tarifa de Energia de Otimização (ou "TEO"), que cobre os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional deve ser contabilizada mensalmente para cada gerador.

Generating Scaling Factor ("GSF")

O GSF é um índice que compara a soma do volume de energia gerada pelas empresas Hidroelétricas 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 hidroelétricas 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 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 não enquadrada na operação normal nos negócios da Companhia.

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

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

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

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

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

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

8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.

8.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Não houve negócios extraordinários nos últimos três exercícios sociais.

9.2 - Outras informações relevantes

9.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

10 Comentários dos Diretores

10.1 Os diretores devem comentar sobre:

As demonstrações financeiras de 2015, 2014 e 2013 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 emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM").

a. Condições financeiras e patrimoniais gerais

• 2015

O ano de 2015 se provou um dos mais desafiadores da história da Companhia. Porém, ao traçarmos um paralelo da situação que o setor elétrico enfrentava no início de 2015 com o seu atual panorama, é notória a evolução alcançada ao longo do último ano.

No começo do ano de 2015, o risco de racionamento era iminente. Com um período úmido onde a Energia Natural Afluente (ENA) no Sistema Interligado Nacional (SIN) atingiu apenas 71% da média de longo termo (MLT), os reservatórios do SIN chegaram ao final de abril com 35% de sua capacidade. A recuperação veio com uma ENA de 113% da MLT no período seco, aliada à queda da carga no Brasil de 1,7% no ano de 2015. Agora, no começo de 2016, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) calculou o risco de racionamento em 0% trazendo uma preocupação a menos aos agentes do setor.

No campo regulatório, os avanços foram significativos. A Companhia começou o ano com a ameaça de desequilíbrios de caixa, sem poder contar com os recursos da conta ACR ou aportes do Tesouro, que antes subsidiavam as tarifas. No entanto, a ANEEL autorizou uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), implementada em 2 de Março de 2015, que aliviou parte dos incrementos nos custos de Parcela A (não-gerenciáveis). A Parcela A estava pressionada em especial pelo aumento na CDE, um encargo setorial que foi reajustado de forma significativa no início de 2015. Outro mecanismo implementado no início do ano foi o de Bandeiras Tarifárias, instrumento de reação mais imediata que permite acionar uma cobrança adicional nas tarifas para cobrir custos de geração térmica e exposição das distribuidoras ao PLD (risco hidrológico, ESS e exposição involuntária). Mesmo assim, o descasamento de caixa continuou e a Companhia chegou a registrar um acúmulo de ativo e passivo financeiro setorial da ordem de R\$ 394 milhões no final do 3T15, quase o equivalente a um ano de sua geração de caixa. No 4T15, esse cenário de acúmulo de ativo e passivo financeiro setorial começou a ser revertido, dando um alívio ao capital de giro da Companhia, que encerrou 2015 com cerca de R\$ 297 milhões.

Apesar de essencial para mitigar os descasamentos no fluxo de caixa da Companhia, o "Realismo Tarifário" que permitiu os reajustes nos preços de energia, aliado à deterioração no cenário macroeconômico, levou a uma retração nas vendas de energia, que registraram uma queda 3,3% no ano, sendo 1,7% a queda na classe residencial, 3,6% na classe comercial e 8,3% na classe industrial.

Apesar das melhorias obtidas em 2015, é importante sempre destacar a necessidade de mais avanços nas questões regulatórias para que sejam gerados incentivos para a retomada da capacidade de investimentos do setor elétrico.

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

• 2014

Em 2014, o setor elétrico passou por mais um ano de volatilidade e grandes desafios. A hidrologia fraca, dentre outros fatores, levou os reservatórios ao menor nível da história ao final do período seco, em novembro.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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 da Companhia, 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 2,0% no consumo industrial ao longo do ano na área de concessão da Companhia. 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 10,1% para a classe residencial e 8,0% para a classe comercial, mesmo com os efeitos da crise hídrica, que causaram diminuição no ritmo de crescimento na segunda metade do ano. O consumo na área de concessão cresceu 4,9% em 2014.

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

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

O custo médio ponderado de capital das distribuidoras, o WACC, foi definido para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária em 8,09% e será implementado para as concessionárias de distribuição com revisão até dezembro de 2017. Após essa data, as séries históricas serão atualizadas para as empresas com revisões a partir de janeiro de 2018, como é o caso da Rio Grande Energia S/A.

Fato que deve ser comemorado também é a aprovação pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), no início de dezembro, do reconhecimento de ativos e passivos que até 2013 eram denominados "ativos e passivos regulatórios" nas demonstrações financeiras das distribuidoras de energia elétrica. A medida, um antigo pleito do setor, permitirá a contabilização das diferenças entre os custos de compra de energia e encargos estimados nas tarifas cobradas dos consumidores e os custos reais incorridos no período e que serão repassadas às tarifas na data de reajuste anual de cada distribuidora. Isso foi possível em função da aprovação pela ANEEL, em 25 de novembro de 2014, Despacho nº 4.621, de aditivo aos contratos de concessão que incluiu cláusula específica garantindo que os saldos remanescentes de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção da concessão, por qualquer motivo, serão objeto de indenização e, consequentemente, permitiu o registro de ativos e passivos financeiros setoriais.

Mas há de se destacar a necessidade ainda de mais avanços nas questões regulatórias para que sejam gerados incentivos para a retomada da capacidade de investimentos do setor elétrico.

Em termos de operação da Distribuição, é importante destacar que a Rio Grande Energia S/A encerrou o ano de 2014 com a telemedição de todos os clientes industriais e comerciais do Grupo A (alta tensão), nos quais o faturamento não depende de equipes em campo para realização da leitura de consumo. O processo automatizado aumenta a segurança dos dados dos clientes, identifica possíveis fraudes e dá condições para a companhia aproveitar melhor o tempo das equipes.

O ano de 2015 será novamente um ano de muito trabalho dada à desaceleração econômica do Brasil e as desafiadoras condições hidrológicas. Mas os consistentes resultados operacionais e econômico-financeiros alcançados pela Rio Grande Energia S/A nos fazem certos de que nossa estratégia sólida e cautelosa tem criado valor para os acionistas e melhorado os serviços e produtos oferecidos para os nossos clientes.

• 2013

No início de 2013 houve uma mudança estrutural relevante no setor elétrico: a implantação, em janeiro, da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE nas distribuidoras de energia elétrica em função da homologação das novas tarifas decorrentes da aplicação da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 ("Lei nº 12.783/2013"), que tratou da extensão das concessões de geração e transmissão que venceriam em 2015. Com isso, foi possível reduzir as tarifas de energia elétrica, na média, em 20% para todos os consumidores do País. A atuação do governo federal teve como principal objetivo o aumento da competitividade da indústria brasileira no cenário internacional, além de dar um novo impulso ao crescimento e ao desenvolvimento econômico do País.

No entanto, devido a não adesão de alguns geradores à Lei nº 12.783/2013 e a não realização de um leilão para contratação de energia existente no final de 2012, criou-se uma falha na contratação de energia das

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

distribuidoras em 2013, chamada de exposição involuntária. O montante desta exposição somou aproximadamente 2.000 MW médios de potência, sendo este total liquidado no Mercado de Curto Prazo – MCP. Além disso, dada a hidrologia desfavorável no começo de 2013 e o despacho de usinas termoelétricas para garantir o suprimento de energia, os preços no MCP ficaram bastante pressionados, impondo um custo adicional às distribuidoras. Sendo assim, liderado pela CPFL Energia e pela Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica – ABRADEE, o setor elétrico iniciou tratativas com o governo federal com o intuito de mitigar estes custos adicionais para as distribuidoras. Dessa forma, em um prazo bastante expedito, o governo federal anunciou o Decreto 7.945/2013, através do qual os fundos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foram utilizados para cobrir estas despesas consideradas extraordinárias. Este mecanismo preveniu que estes custos adicionais fossem repassados para o consumidor final.

Houve também, durante o ano de 2013, a implementação do 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – 3CRTP da concessionária. O resultado deste processo ficou em linha com as expectativas da administração, sendo que atualmente a empresa já incorporou os novos parâmetros deste novo ciclo.

Apesar do cenário setorial adverso, as vendas da Companhia para o mercado cativo, em 2013, totalizaram 7.792 GWh, um aumento de 1,3%, enquanto a energia transportada a clientes livres, faturada por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), teve uma alta de 29,3%, alcançando 2.098 GWh, em reflexo principalmente da migração de clientes para o mercado livre. Assim, as vendas nas áreas de concessão totalizaram 9.890 GWh, um crescimento de 6,2% em relação a 2012.

Destacam-se os crescimentos das classes residencial e industrial, que, juntas, representam 61,1% do total consumido na área de concessão da distribuidora. As classes residencial e comercial cresceram 7,5% e 2,5%, respectivamente, favorecidas pelos efeitos acumulados de fatores como a elevação do emprego e da renda, do aumento do poder de compra do consumidor e da ampliação do crédito ao consumo verificado nos últimos anos. Já a Classe Industrial, cresceu 9,9%, influenciada pelos incentivos governamentais aos setores automobilísticos e de máquinas e equipamentos, que têm forte presença na região, além dos efeitos positivos da safra recorde de soja.

Outra frente de avanço foi a implantação da tecnologia smart grid, que deverá propiciar uma melhor qualidade do serviço prestado aos consumidores e com custos mais baixos. Os medidores deverão promover um expressivo avanço na forma de se medir o consumo pelos clientes (telemedição) e monitorar a estabilidade da rede de distribuição. Além disso, as equipes de atendimento de campo serão dotadas de sistemas de posicionamento GPS e comunicação de dados em tempo real, propiciando mais agilidade no atendimento e reduzindo custos com deslocamento destas equipes.

É certo que as exigências regulatórias e os desafios de um cenário adverso impõem grandes obstáculos para todo o setor. No entanto, os resultados alcançados pela RGE nos últimos anos reforçam a estratégia de crescimento, da Companhia, calcada principalmente na disciplina financeira sólida e conservadora, no foco nos resultados financeiros e operacionais, na criação de valor para seus acionistas e na excelência do serviço prestado a todos os seus consumidores.

b. estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando:

Estrutura de Capital	2015	2014	2013
Capital próprio	59%	49%	51%
Capital de terceiros	41%	51%	49%

i. hipóteses de resgate

Não aplicável em relação ao resgate de ações em razão da Companhia não possuir ações resgatáveis.

ii. fórmula de cálculo do valor de resgate

Não aplicável em relação ao resgate de ações em razão da Companhia não possuir ações resgatáveis.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Liquidez e Recursos de Capital

• 2015

Em 31 de dezembro de 2015 nosso capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 471 milhões, um aumento de R\$ 336 milhões quando comparado com R\$ 135 milhões em 31 de dezembro de 2014. As principais causas desse superávit foram:

- Aumento do caixa e equivalentes de caixa no valor de R\$ 526 milhões conforme explicado no item 10.1.h abaixo;
- Aumento de contas a receber de R\$ 156 milhões relacionadas a consumidores, concessionárias e permissionárias decorrente basicamente do fornecimento de energia elétrica a consumidores cativos em função do aumento nas tarifas médias, decorrente dos reajustes tarifários anuais (RTA), dos efeitos da revisão tarifária extraordinária e dos faturamentos das bandeiras tarifárias a partir de 2015;
- Aumento de R\$ 105 milhões, relacionados aos ativos financeiros setoriais líquidos (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras);
- Aumento do reconhecimento de derivativos ativos de R\$28 milhões;

Compensados parcialmente por:

- Aumento de R\$ 134 milhões com fornecedores, decorrente basicamente de suprimento de energia elétrica (R\$ 74 milhões), encargos do serviço do uso do sistema (R\$ 33 milhões) e materiais e serviços (R\$ 27 milhões);
- Aumento de R\$ 173 milhões com taxas regulamentares, principalmente Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e
- Aumento de R\$ 22 milhões com impostos e contribuições.
- Aumento de R\$ 139 com empréstimos e financiamentos

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2015	Pagamentos devidos por período				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	480	480	-	-	-
Empréstimos, Derivativos, Debêntures e financiamentos - principal e encargos ⁽¹⁾	3.046	489	1.988	454	115
Outros	204	204	-	-	-
Total de itens do Balanço Patrimonial	3.730	1.174	1.988	454	115
Compra de energia (exceto Itaipu) ⁽²⁾	15.829	1.364	2.538	2.615	9.311
Compra de energia de Itaipu ⁽²⁾	5.677	447	848	941	3.441
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	4.014	187	525	660	2.643
Fornecedores de materiais e serviços	281	186	91	3	1
Total de outros compromissos	25.801	2.184	4.002	4.219	15.397
Total das obrigações contratuais	29.532	3.358	5.990	4.672	15.512

(1) Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros sobre fluxo de caixa projetado com base em não descontados, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.

(2) Valores a pagar nos termos de contratos de compra de energia elétrica de longo prazo, que estão sujeitas a variações de preços e estabelecem a renegociação em determinadas circunstâncias. A tabela representa os valores a serem pagos pelos volumes contratados aplicando-se os preços ao final do ano 2015. Veja a nota explicativa 31 da nossa demonstração financeira.

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição;
- Amortizar ou refinanciar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2015, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 276 milhões.

• 2014

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Em 31 de dezembro de 2014, nosso capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 135 milhões, uma redução de R\$ 48 milhões quando comparado com R\$ 183 milhões em 31 de dezembro de 2013. As principais causas desta redução são:

- Redução no líquido de caixa e equivalentes de caixa R\$ 216 milhões;
- Aumento no contas a pagar de dividendos e juros sobre o capital próprio de R\$ 107 milhões;
- Aumento no contas a receber de R\$ 153 milhões de recursos da CDE;
- Aumento de contas a receber de R\$ 110 milhões relacionados aos ativos financeiros setoriais líquidos.

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

Obrigações contratuais em 31 de dezembro de 2014	Pagamentos devidos por período				
	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	346	346	-	-	-
Empréstimos, Derivativos, Debêntures e financiamentos - principal e encargos ¹	2.360	266	981	973	141
Outros	27	27	-	-	-
Total de itens do Balanço Patrimonial	2.734	639	981	973	141
Compra de energia (exceto Itaipu) ²	11.924	1.033	2.162	2.272	6.458
Compra de energia de Itaipu ²	4.317	322	638	657	2.700
Fornecedores de materiais e serviços	304	177	124	2	1
Total de outros compromissos	16.545	1.531	2.924	2.932	9.159
Total das Obrigações contratuais	19.279	2.171	3.904	3.905	9.299

(1) Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros sobre fluxo de caixa projetado com base em não descontados, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.

(2) Valores a pagar nos termos de contratos de compra de energia elétrica de longo prazo, que estão sujeitas a variações de preços e estabelecem a renegociação em determinadas circunstâncias. A tabela representa os valores a serem pagos pelos volumes contratados aplicando-se os preços ao final do ano 2014. Veja item 10.2 Preços para a Energia Elétrica Adquirida deste Formulário e a nota explicativa 31 à nossas demonstrações financeiras.

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

- Investimentos para continuar a melhorar e expandir os nossos sistemas de distribuição;
- Amortizar ou refinarar dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2014, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 136 milhões;
- Pagamento semestral de dividendos. Não houve realização de pagamento em 2014 e em 2013 foram pagos R\$ 151 milhões.

• 2013

Em 31 de dezembro de 2013, nosso capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 183 milhões. As causas principais deste superávit foram decorrentes de nossa geração de caixa operacional e de uma redução de nossa dívida em aberto com vencimento nos próximos 12 meses (incluindo juros), bem como por uma redução nos encargos, taxas regulamentares e nos impostos, taxas e contribuições a pagar.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2013 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo):

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

31/12/2013	Média ponderada das taxas de juros	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores (nota 12)		188.316	99.198	459	-	-	287.974
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (nota 13)	10,04%	9.834	56.045	126.529	887.367	35.396	1.115.171
Debêntures - principal e encargos (nota 14)	11,52%	23.990	8.327	38.181	859.137	127.388	1.057.023
Derivativos (nota 29)		-	-	34.040	44.053	912	79.004
Taxas regulamentares (nota 16)		2.378	-	-	-	-	2.378
Outros (nota 19)		3.563	17.791	54	-	-	21.409
Consumidores e concessionárias		3.009	3.281	54	-	-	6.344
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT		370	-	-	-	-	370
Empresa de Pesquisa Energética - EPE		184	-	-	-	-	184
Convênio de arrecadação		-	14.510	-	-	-	14.510
Total		228.082	181.362	199.262	1.790.557	163.696	2.562.959

Obrigações contratuais em 31/12/2013	Vigência	2014	2015	2016	2017	A partir de 2017	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 14 anos	868.114	535.097	586.932	659.153	6.851.255	9.500.550
Itaipu	Até 14 anos	243.530	260.247	272.317	237.752	2.752.661	3.766.506
Total		1.111.644	795.344	859.249	896.904	9.603.917	13.267.057

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 de dívidas a vencer. Em 31 de dezembro de 2013, possuímos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 143 milhões (excluindo efeito de encargos e derivativos).
- Pagamento de dividendos. O total de dividendos pagos nos anos de 2013 e 2012 foi de R\$ 151 milhões e R\$ 362 milhões, respectivamente.

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

As principais fontes de recursos são provenientes da geração própria de caixa e financiamentos. Durante o ano de 2015, foram captados financiamentos para investimento junto ao BNDES nas modalidades FINEM / FINAME, captações com instituições financeiras internacionais para o financiamento do capital de giro.

Ao longo dos últimos anos, a Companhia tem adotado a estratégia de pre-funding de suas dívidas. Isso permite captar recursos para liquidar antecipadamente suas dívidas ou manter os recursos em caixa para melhorar sua liquidez.

Em 2016 a Companhia continuará adotando esta prática para os débitos com vencimento em 2017.

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 - 10.1.

Endividamento

2015 em comparação a 2014

O endividamento total apresentou um aumento de R\$ 559 milhões, ou 33,1%, de 31 de dezembro de 2015 para 31 de dezembro de 2014 alcançando R\$ 2.247 milhões, principalmente em decorrência de:

- Captação de recursos em dólares norte-americanos no valor de R\$ 272 milhões pela Companhia, para reforçar o capital de giro e alongamento do perfil da dívida;
- Empréstimos do BNDES por meio do FINEM, no valor total de R\$ 175 milhões basicamente para cumprir o plano de investimento da Companhia;

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os aumentos listados acima foram parcialmente compensados pela amortização de dívidas no montante de R\$ 234 milhões.

Apesar do endividamento bruto ter aumentado, quando analisamos o endividamento líquido, incluindo derivativos (ativos e passivos), houve um aumento, porém, de cerca de R\$ 282 milhões. Isso decorre principalmente do significativo aumento na conta de derivativo ativo em função da desvalorização do real no ano de 2015.

2014 em comparação a 2013

O endividamento total apresentou uma redução em R\$ 21 milhões, ou 12,5%, de 31 de dezembro de 2013 para 31 de dezembro de 2014, principalmente em decorrência de:

O montante total de empréstimos e debêntures amortizados em 2014 foi de R\$144 milhões.

Durante o exercício de 2014 a Companhia captou os seguintes recursos:

- Captação de recursos no valor de R\$ 66 milhões (dívida expressa em dólares norte-americanos), para reforçar o capital de giro.
- Empréstimos do BNDES por meio do FINEM (Financiamento e Empreendimentos), no valor total de R\$ 8 milhões basicamente para cumprir o plano de investimento da companhia.

2013 em comparação a 2012

As fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas em 2013 resultaram de:

- R\$ 170 milhões de emissão de debêntures para alongamento do endividamento e reforçar o capital de giro;
- R\$ 95 milhões de captações de empréstimos do BNDES por meio do FINEM (Financiamento e Empreendimentos), para cumprir o plano de investimento bianual; e
- R\$ 205 milhões de captações em dívida expressa em dólares norte-americanos, para reforço de capital de giro e pagamentos de dívidas.

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

Em 2016 e 2017, 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 nosso sistema de energia.

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

2015

Em 31 de dezembro de 2015, nosso endividamento (incluindo encargos) era de R\$ 2.247 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 1.103 milhões ou 49,1% eram denominados em dólares americanos. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$ 276 milhões de nosso endividamento vencerá no prazo de 12 meses.

2014

Em 31 de dezembro de 2014, nosso endividamento total (incluindo encargos) era de R\$ 1.688 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 638 milhões ou 37,8% eram expressos em dólares norte-americanos. Foram contratadas operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 136 milhões de nosso endividamento vencerá no prazo de 12 meses.

2013

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Em 31 de dezembro de 2013, nosso endividamento total (incluindo encargos) era de R\$ 1.709 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 518 milhões ou 30,3% eram expressos em dólares norte-americanos. Foram contratados operações de swap de modo a reduzir nossa exposição às taxas de câmbio que decorrem de parte dessas obrigações. O montante de R\$ 193 milhões de nosso endividamento vencerá no prazo de 12 meses.

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Principais Contratos de Financiamentos em 2015 (incluindo encargos):

- **BNDES.** Em 31 de dezembro de 2015, tínhamos R\$ 423 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais. A parte mais significativa destes empréstimos diz respeito a financiamento de programas de investimento por meio das linhas de crédito concedidas de acordo com o empréstimo BNDES – FINEM/FINAME.
- **Debêntures.** Em 31 de dezembro de 2015, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 714 milhões, dividido em duas emissões. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 15 das nossas demonstrações financeiras auditadas.
- **Outras Dívidas denominadas em Reais.** Em 31 de dezembro de 2015, havia um saldo devedor de R\$ 8 milhões, nos termos de outras linhas de crédito denominadas em real e garantidas pelas receitas da Companhia e indexados a RGR.
- **Outras Dívidas denominadas em Dólares norte-americanos.** Em 31 de dezembro de 2015, possuíamos outros financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 1.103 milhões. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações. Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, favor ver Notas 14, 15 e 30 das nossas demonstrações financeiras auditadas.

Principais Contratos de Financiamentos em 2014 (incluindo encargos):

- **BNDES.** Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos R\$ 303 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais. A parte mais significativa destes empréstimos diz respeito a financiamento de programas de investimento por meio das linhas de crédito concedidas de acordo com o empréstimo BNDES – FINEM/FINAME.
- **Debêntures.** Em 31 de dezembro de 2014, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 706 milhões, dividido em duas emissões. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 15 das nossas demonstrações financeiras auditadas.
- **Capital de giro.** Em 31 de dezembro de 2014, existia um saldo de R\$ 32 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI.
- **Outras Dívidas denominadas em Reais.** Em 31 de dezembro de 2014, havia um saldo devedor de R\$ 10 milhões, nos termos de outras linhas de crédito denominadas em real e garantidas pelas receitas da Companhia e indexados a RGR.
- **Outras Dívidas denominadas em Dólares norte-americanos.** Em 31 de dezembro de 2014, possuíamos outros financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 638 milhões. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações. Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, favor ver Notas 14, 15 e 30 das nossas demonstrações financeiras auditadas.

Principais Contratos de Financiamentos em 2013 (incluindo encargos):

- **BNDES.** Em 31 de dezembro de 2013, tínhamos R\$ 388 milhões de saldo devedor em diversas linhas de financiamentos liberados pelo BNDES. Esses empréstimos são denominados em Reais. A parte mais significativa destes empréstimos diz respeito a financiamento de programas de investimento por meio das linhas de crédito concedidas de acordo com o empréstimo BNDES – FINEM/FINAME.
- **Debêntures.** Em 31 de dezembro de 2013, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 699 milhões, dividido em duas emissões. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota explicativa 14 das nossas demonstrações financeiras auditadas.
- **Capital de giro.** Em 31 de dezembro de 2013, existia um saldo de R\$ 92 milhões de empréstimos de capital de giro indexados em CDI.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2013, havia um saldo devedor de R\$ 12 milhões, nos termos de outras linhas de crédito denominadas em real e garantidas pelas receitas da Companhia e indexados a RGR.
- *Outras Dívidas denominadas em Dólares norte-americanos.* Em 31 de dezembro de 2013, possuíamos outros financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 518 milhões. Contratamos swap visando reduzir nossa exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações. Para mais detalhes sobre nossos empréstimos, debêntures e derivativos, favor ver Notas 13, 14 e 29 das nossas demonstrações financeiras auditadas.

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

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

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não existe grau de subordinação entre as dívidas da Companhia, observado que determinadas dívidas foram contratadas com garantia real e, portanto, têm preferência sobre outras dívidas da Companhia em caso de falência até o limite da garantia real constituída.

- i. **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

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

- ***Linhas de crédito do BNDES***

Os financiamentos junto ao BNDES restringe a Companhia: (i) a somente realizar o pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio, cujo somatório exceda o dividendo mínimo obrigatório previsto em lei, após o cumprimento de todas as obrigações contratuais; (ii) ao atendimento integral das obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (iii) à manutenção de determinados índices financeiros pela Companhia em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente:

- Dívida onerosa líquida dividida pelo EBITDA, valor máximo de 3,5; e,
- Dívida onerosa líquida dividida pela soma da dívida onerosa líquida e o Patrimônio Líquido - valor máximo 0,90.

- ***Captações em moeda estrangeira – Citibank, J.P. Morgan, Bank of Tokyo Mitsubishi e Banco HSBC***

As captações em moeda estrangeira – Citibank, J.P. Morgan, Bank of Tokyo Mitsubishi e Banco HSBC, estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da garantidora (CPFL Energia) a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos, calculados semestralmente. Os índices exigidos são os seguintes:

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

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Diversos empréstimos e financiamentos da companhia estão sujeitos à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da Controladora CPFL Energia S/A ou na estrutura societária da Companhia, que impliquem na perda, por parte dos atuais acionistas da Companhia, do controle acionário ou do controle sobre a gestão da Companhia, exceto se ao menos um dos acionistas (Camargo Corrêa, Previ ou State Grid International Development ou quaisquer das controladas diretas ou indiretas da State Grid Corporation of China) permaneça direta ou indiretamente no bloco de controle da controladora.

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

A Administração da Companhia e monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2015.

- **Debêntures**

As debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da garantidora (CPFL Energia) a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos:

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

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

As debêntures da Companhia estão sujeitas à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da Controladora CPFL Energia que impliquem na perda, por parte dos atuais acionistas da Controladora, do controle acionário ou do controle sobre a gestão da Companhia. Foram realizadas AGDs no último trimestre de 2016 para alteração das cláusulas de vencimento antecipado, de forma que a permanência da State Grid Corporate of China ou de suas controladas diretas e indiretas no bloco de controle seja condição para evitar a ativação das cláusulas de antecipação de vencimento.

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 estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2015.

Para mais informações sobre as cláusulas financeiras, vide as notas explicativas 14 e 15 às demonstrações financeiras.

g. limites de utilização dos financiamentos já contratados

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

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2015	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES/Investimento - FINEM VII	Em 2014	RGE	266.790	65%

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2014	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES/Investimento - FINEM VI	Em 2012	RGE	274.997	87% (1)

Modalidade	Aprovação	Empresa	Em 2013	
			Limites contratados	Percentual utilizado
BNDES/Investimento - FINEM VI	Em 2012	RGE	274.997	84%

(1) Saldo remanescente foi cancelado

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

Nossa administração apresenta os balanços patrimoniais e as demonstrações de resultado referentes aos exercícios sociais encerrados em de 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 com a demonstração de todas as variações e comentários sobre as mais relevantes.

Comentários sobre as variações mais relevantes do Ativo:

ATIVO	Balanço Patrimonial (em milhões de reais)							
	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
Circulante								
Caixa e equivalentes de caixa	693	314,1%	14,0%	167	-56,4%	4,4%	384	10,7%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	474	49,1%	9,6%	318	6,5%	8,4%	298	8,4%
Tributos a compensar	43	17,6%	0,9%	37	35,0%	1,0%	27	0,8%
Derivativos	28	100,0%	0,6%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Estoques	9	70,9%	0,2%	5	-18,0%	0,1%	6	0,2%
Ativo financeiro setorial	216	94,8%	4,4%	111	100,0%	2,9%	-	0,0%
Outros créditos	263	-4,1%	5,3%	274	123,2%	7,3%	123	3,4%
Total do circulante	1.725	89,3%	34,8%	911	8,8%	24,2%	838	23,5%
Não circulante								
Consumidores, concessionárias e permissionárias	26	-34,4%	0,5%	40	-19,5%	1,1%	49	1,4%
Depósitos judiciais	47	-14,3%	1,0%	55	4,4%	1,5%	53	1,5%
Tributos a compensar	20	15,4%	0,4%	17	-27,6%	0,5%	24	0,7%
Derivativos	392	182,7%	7,9%	139	95,0%	3,7%	71	2,0%
Ativo financeiro setorial	81	68,6%	1,6%	48	100,0%	1,3%	-	0,0%
Créditos fiscais diferidos	70	-63,9%	1,4%	195	-22,8%	5,2%	252	7,1%
Ativo financeiro da concessão	1.002	29,0%	20,2%	777	23,6%	20,6%	629	17,6%
Outros créditos	14	198,5%	0,3%	5	-9,9%	0,1%	5	0,1%
Intangível	1.576	-0,3%	31,8%	1.580	-4,2%	42,0%	1.649	46,2%
Total do não circulante	3.228	13,1%	65,2%	2.855	4,5%	75,8%	2.732	76,5%
Total do Ativo	4.953	31,5%	100,0%	3.766	5,5%	100,0%	3.570	100,0%

Caixa e equivalentes de caixa:

O saldo de R\$ 693 milhões em 2015, que representa 14,0% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 526 milhões, comparado com 2014, decorrente basicamente:

(i) da geração de caixa de R\$ 452 milhões oriundas das atividades operacionais, basicamente do lucro líquido ajustado (R\$ 500 milhões); do aumento dos contas pagar com fornecedores (R\$ 134 milhões);

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

taxas regulamentares (R\$ 173 milhões); aumento de impostos, tributos e contribuições sociais (R\$ 72 milhões); compensado parcialmente pela redução das contas a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias (R\$ 155 milhões); pelo pagamento de encargos de dívidas e de debêntures (R\$ 134 milhões) e Ativo financeiro setorial (R\$ 101 milhões);

(ii) da geração de caixa de R\$ 349 milhões oriundas das atividades de financiamentos, decorrente das captações de empréstimos, líquidas das amortizações (R\$ 212 milhões), aumento de capital (R\$ 250 milhões) compensado pelo pagamento de dividendos (R\$ 113 milhões);

(iii) do consumo de caixa de R\$ 275 milhões nas atividades de investimentos basicamente pela aquisição de intangível (R\$ 273 milhões) devido novos investimentos principalmente em infraestrutura de distribuição.

O saldo de R\$ 167 milhões em 2014, que representa 4,4% do total do ativo, apresentou uma redução de R\$ 217 milhões, comparado com 2013, decorrente basicamente: (i) aquisição de intangível no montante de R\$ 192 milhões devido novos investimentos principalmente em infraestrutura de distribuição, (ii) consumo de caixa em atividades de financiamentos no montante de R\$ 69 milhões devido à amortização de dívida, compensado com geração de R\$ 43 milhões de caixa nas atividades operacionais, cujas principais variações estão descritas abaixo.

O saldo de R\$ 384 milhões em 2013, que representa 10,7% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 64 milhões, comparado com 2012, decorrente basicamente: (i) geração de R\$ 420 milhões de caixa nas atividades operacionais, cujas principais variações estão descritas abaixo; (ii) aquisição de intangível no montante de R\$ 288 milhões devido novos investimentos principalmente em infraestrutura de distribuição e (iii) geração de caixa em atividades de financiamentos no montante de R\$ 68 milhões devido novas captações.

Consumidores, concessionárias e permissionárias:

O saldo de R\$ 474 milhões em 2015, que representa 9,6% do total do ativo, apresentou um aumento de 49,1% (R\$ 156 milhões), comparado a 2014, devido basicamente ao aumento nas tarifas médias, decorrente dos reajustes tarifários anuais (RTA), dos efeitos da revisão tarifária extraordinária e dos faturamentos das bandeiras tarifárias a partir de 2015.

O saldo de R\$ 318 milhões em 2014, que representa 8,4% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 20 milhões, devido basicamente ao aumento das vendas (faturamento do mês de Dez/2014 comparado com Dez/2013).

O saldo de R\$ 298 milhões em 2013, que representa 8,4% do total do ativo, apresentou uma redução de R\$ 116 milhões, devido basicamente a redução das vendas (faturamento do mês de Dez/2013 comparado com Dez/2012).

Ativo e passivo financeiro setorial:

O saldo do ativo e passivo financeiro setorial líquido de R\$ 297 milhões em 2015 apresentou um aumento de R\$ 138 milhões, em comparação aos R\$ 159 milhões registrados em 2014, decorrentes principalmente dos custos com a energia elétrica comprada de Itaipu, no montante de R\$ 275 milhões, a serem repassados para os consumidores nos próximos reajustes tarifários (vide nota 8 de nossas demonstrações financeiras).

O saldo de R\$ 159 milhões em 2014 que corresponde a 4,2% do total do ativo e passivo financeiro setorial foi reconhecido contabilmente a partir de dezembro de 2014 (vide nota 3.14 e 8 de nossas demonstrações financeiras de 2014).

Outros créditos:

O saldo de R\$ 263 milhões em 2015, que representa 5,3% do total do ativo, apresentou uma redução de R\$ 11 milhões comparado com 2014, principalmente pelo contas a receber Eletrobrás – aporte CDE no montante de R\$ 23 milhões, compensado principalmente pelo aumento em ordens em curso R\$ 4 milhões, Convênio arrecadação R\$ 3 milhões e Despesas pagas antecipadamente R\$ 2 milhões.

O saldo de R\$ 274 milhões em 2014, que representa 7,3% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 151 milhões comparado com 2013, principalmente pelo contas a receber Eletrobrás – aporte CDE no montante de R\$ 153 milhões.

O saldo de R\$ 123 milhões em 2013, que representa 54,9% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 44 milhões comparado com 2012, devido principalmente: (i) contas a receber Eletrobrás – aporte CDE no

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

montante de R\$ 25 milhões; (ii) aumento em ordens em curso R\$ 11 milhões (iii) despesas pagas antecipadamente relativa a provisão da parcela de PROINFA no valor de R\$ 4 milhões.

Derivativos:

O saldo de R\$ 420 milhões em 2015 que corresponde a 8,5% do total do ativo apresentou aumento de 202,2% (R\$ 281 milhões), comparado com 2014, principalmente pelo aumento do endividamento em moeda estrangeira, bem como pela variação positiva do dólar no período.

O saldo de R\$ 139 milhões em 2014 que corresponde a 3,7% do total do ativo apresentou aumento de 95,0% (R\$ 68 milhões), comparado com 2013, principalmente pelo aumento do endividamento em moeda estrangeira, bem como pela variação positiva do dólar no período.

Créditos diferidos:

O saldo de R\$ 70 em 2015 representa 1,4% do total do ativo, apresentou uma redução de R\$ 124 milhões comparado com 2014, em função do reprocessamento do swap pelo regime caixa dos últimos 5 anos, gerando a diferença temporária passiva dos derivativos devido a alta cotação do dólar neste ano.

O saldo de R\$ 195 em 2014 representa 5,2% do total do ativo, apresentou uma redução de R\$ 57 milhões comparado com 2013, devido basicamente a ajustes relativos à adoção dos pronunciamentos contábeis (CPC's), principalmente a ORIENTAÇÃO TÉCNICA OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos ou Passivos nos relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Gerais das Distribuidoras de Energia Elétrica, emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade.

O saldo de R\$ 252 em 2013 representa 7,1% do total do ativo, apresentou um aumento no ativo de R\$ 16 milhões comparado com 2012, devido basicamente à ajustes relativos a adoção dos pronunciamentos contábeis (CPC's), alinhados as normas internacionais de contabilidade.

Ativo Financeiro da Concessão:

O saldo de R\$ 1.002 milhões em 2015, de R\$ 777 milhões em 2014, e de R\$ 629 milhões em 2013, que representam 20,2%, 20,6% e 17,6% do total do ativo, respectivamente, apresentaram aumento de 29,0% (R\$ 225 milhões), 23,6% (R\$ 148 milhões) e 15,0% (R\$ 82 milhões), respectivamente, devido basicamente dos investimentos na infraestrutura referente serviço de distribuição, para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico, bem como pelo ajuste de expectativa de fluxo de caixa.

Intangível:

O saldo de R\$ 1.576 milhões em 2015, que representa 31,8% do total do ativo, apresentou uma redução de R\$ 5 milhões decorrente principalmente: (i) redução pela amortização do intangível do direito da concessão no exercício e baixas dos ativos intangíveis no montante de R\$ 137 milhões, (ii) redução pela transferência para o ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 133 milhões e (iii) aumento no Intangível de infraestrutura de distribuição, no valor de R\$ 276 milhões, investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico.

O saldo de R\$ 1.580 milhões em 2014, que representa 42,0% do total do ativo, apresentou uma redução de R\$ 69 milhões decorrente principalmente: (i) redução pela amortização do intangível do direito da concessão no exercício e baixas dos ativos intangíveis no montante de R\$ 137 milhões, (ii) redução pela transferência para o ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 126 milhões e (iii) aumento no Intangível de infraestrutura de distribuição, no valor de R\$ 193 milhões, investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico.

O saldo de R\$ 1.649 milhões em 2013, que representa 46,2% do total do ativo, apresentou um aumento de R\$ 9 milhões decorrente principalmente: (i) aumento no Intangível de infraestrutura de distribuição, no valor de R\$ 285 milhões, investimentos para ampliação, manutenção, melhoria, modernização e reforço do sistema elétrico (ii) redução pela transferência para o ativo financeiro da concessão no montante de R\$ 134 milhões (iii) redução pela amortização do intangível do direito da concessão no exercício e baixas dos ativos intangíveis no montante de R\$ 19 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Comentários sobre as variações mais relevantes do Passivo:

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Balanco Patrimonial (em milhares de reais)							
	31/12/2015	AH%	AV%	31/12/2014	AH%	AV%	31/12/2013	AV%
Circulante								
Fornecedores	480	38,6%	9,7%	346	20,3%	9,2%	288	8,1%
Encargos de dívidas	7	-49,6%	0,1%	14	-23,8%	0,4%	19	0,5%
Encargos de debêntures	46	22,1%	0,9%	37	21,7%	1,0%	31	0,9%
Empréstimos e financiamentos	223	162,9%	4,5%	85	-40,9%	2,2%	143	4,0%
Taxas regulamentares	176	4553,6%	3,6%	4	51,9%	0,1%	2	0,1%
Impostos, taxas e contribuições	53	71,1%	1,1%	31	24,6%	0,8%	25	0,7%
Dividendo e juros sobre capital próprio	132	-0,2%	2,7%	132	427,5%	3,5%	25	0,7%
Obrigações estimadas com pessoal	11	14,1%	0,2%	10	1,6%	0,3%	10	0,3%
Outras contas a pagar	126	7,3%	2,5%	117	4,4%	3,1%	112	3,1%
Total do circulante	1.254	61,4%	25,3%	777	18,5%	20,6%	655	18,4%
Não circulante								
Encargos de dívidas	-	0,0%	0,0%	-	-100,0%	0,0%	8	0,2%
Empréstimos e financiamentos	1.303	47,4%	26,3%	884	5,1%	23,5%	841	23,5%
Debêntures	669	0,1%	13,5%	668	0,1%	17,7%	668	18,7%
Entidade de previdência privada	-	-100,0%	0,0%	6	100,5%	0,2%	3	0,1%
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	69	5,7%	1,4%	66	-16,4%	1,7%	78	2,2%
Derivativos	8	162,7%	0,2%	3	-2,8%	0,1%	3	0,1%
Outras contas a pagar	20	92,9%	0,4%	11	60,0%	0,3%	7	0,2%
Total do não circulante	2.069	26,3%	41,8%	1.637	1,9%	43,5%	1.607	45,0%
Patrimônio líquido								
Capital social	1.199	28,3%	24,2%	934	1,6%	24,8%	919	25,8%
Reservas de capital	216	-6,3%	4,4%	230	-6,1%	6,1%	245	6,9%
Reserva legal	35	26,8%	0,7%	28	47,4%	0,7%	19	0,4%
Reserva de retenção de lucros para investimento	47	0,0%	0,9%	47	0,0%	1,2%	-	0,1%
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	99	167,6%	2,0%	37	76,2%	1,0%	21	0,7%
Dividendo	41	-49,7%	0,8%	81	-12,6%	2,1%	92	2,6%
Resultado abrangente acumulado	(6)	18,3%	-0,1%	(5)	-151,4%	-0,1%	10	0,3%
Total patrimônio líquido	1.631	20,6%	32,9%	1.353	3,5%	35,9%	1.307	36,6%
Total do passivo e patrimônio líquido	4.953	31,5%	100,0%	3.766	5,5%	100,0%	3.570	100,0%

Fornecedores:

O saldo de R\$ 480 milhões em 2015, que representa 9,7% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 134 milhões em comparação a 2014, decorrente basicamente do aumento no custo com energia comprada R\$ 74 milhões, encargos de distribuição e transmissão de energia elétrica R\$ 33 milhões e materiais e serviços R\$ 26 milhões.

O saldo de R\$ 346 milhões em 2014, que representa 9,2% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 59 milhões em comparação a 2013, decorrente basicamente do aumento no custo com energia comprada e encargos de distribuição e transmissão de energia elétrica.

O saldo de R\$ 288 milhões em 2013, que representa 8,1% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 27 milhões em comparação a 2012, decorrente basicamente do (i) aumento no custo com energia comprada e encargos de distribuição e transmissão de energia elétrica, e (ii) redução em fornecedores de materiais e serviços no montante de R\$ 19 milhões em função de redução nas provisões para pagamento de fornecedores.

Empréstimos, financiamentos e debêntures:

O saldo de R\$ 2.247 milhões em 2015, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representa 45,4% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 559 milhões comparado com 2014, decorrente basicamente das captações de novos recursos no montante de R\$ 447 milhões, em função da aquisição de equipamentos do sistema elétrico e reforço de capital de giro e pelos encargos e atualizações monetárias incorridos de R\$ 500 milhões, compensado pelas amortizações de principal e encargos no montante de R\$ 352.

O saldo de R\$ 1.688 milhões em 2014, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representa 44,8% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou uma redução de R\$ 21 milhões comparado com 2013, decorrente basicamente das amortizações de principal e encargos no montante de R\$ 262, compensado com a captação de novos recursos no montante de R\$ 74 milhões, em função da aquisição de equipamentos do sistema elétrico e reforço de capital de giro e pelos encargos e atualizações monetárias incorridos de R\$ 168 milhões.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

O saldo de R\$ 1.709 milhões em 2013, da dívida total incluindo os empréstimos, debêntures e respectivos encargos, que representa 47,9% do total do passivo e patrimônio líquido, apresentou um aumento de R\$ 129 milhões comparado com 2012, decorrente basicamente da captação de novos recursos no montante de R\$ 469 milhões, em função do refinanciamento das dívidas vincendas durante 2013 e 2014, aquisição de equipamentos do sistema elétrico e reforço de capital de giro e provisão de encargos no montante de R\$ 179 milhões, compensado parcialmente com as amortizações de principal e encargos no montante de R\$ 519 milhões.

As principais captações de 2015, 2014 e 2013 estão divulgadas nas Demonstrações Financeiras.

Taxas regulamentares

O saldo das taxas regulamentares em 2015 é de R\$ 176 milhões, refletindo um aumento de R\$ 173 milhões, comparado com 2014, basicamente pelos efeitos das novas cotas da CDE definidas para 2015, bem como pelos valores apropriados de bandeiras tarifárias.

Os saldos referentes aos períodos de 2014 e 2013 eram inexpressivos.

Reserva Estatutária – Ativo Financeiro da Concessão, Reserva de Retenção de Lucros para Investimento e Lucros Acumulados:

Refere-se ao efeito do registro, do ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão no resultado do exercício e, por se tratar de resultado cuja realização financeira se dará apenas no momento da indenização (ao final da concessão), estes montantes são retidos, amparada no artigo 194 da Lei no 6.404/76, até a realização financeira destes montantes.

O saldo da Reserva estatutária - Ativo financeiro da concessão em 2015 é de R\$ 99 milhões, refletindo um aumento de R\$ 62 milhões pelo efeito da atualização positiva do ativo financeiro.

O saldo da Reserva de Retenção de Lucros para Investimento em 2014 é de R\$ 37 milhões, refletindo um aumento de R\$ 16 milhões pelo efeito da atualização positiva do ativo financeiro.

Em 2013 o saldo da Reserva de Retenção de Lucros para Investimento, no montante de R\$ 52 milhões foi transferido para a Reserva Estatutária, a qual foi parcialmente revertida no montante de R\$ 32 milhões, pelo efeito da atualização negativa do ativo financeiro.

Comentários sobre as variações mais relevantes da Demonstração de Resultado:

	Demonstração do Resultado (em milhões de reais)							
	2015	AH%	AV%	2014	AH%	AV%	2013	AV%
Receita operacional	5.699	59,0%	169,7%	3.585	10,0%	135,4%	3.259	134,6%
Fornecimento de energia elétrica	2.337	55,1%	69,6%	1.506	-10,1%	56,9%	1.234	69,2%
Suprimento de energia elétrica	253	51,0%	7,5%	167	10,5%	6,3%	151	6,3%
Receita de construção de infraestrutura da concessão	282	38,5%	8,4%	204	-28,9%	7,7%	287	11,8%
Outras receitas operacionais	2.828	65,6%	84,2%	1.708	49,1%	64,5%	1.587	47,3%
Deduções da receita operacional	(2.340)	149,8%	-69,7%	(937)	11,9%	-35,4%	(837)	-34,6%
Receita operacional líquida	3.359	26,8%	100,0%	2.648	9,4%	100,0%	2.422	100,0%
Custo com energia elétrica	(2.328)	38,8%	-69,3%	(1.677)	23,2%	-63,3%	(1.361)	-56,2%
Energia comprada para revenda	(2.060)	29,6%	-61,3%	(1.590)	30,2%	-60,0%	(1.222)	-50,4%
Encargo de uso do sist transm distrib	(268)	209,5%	-8,0%	(86)	-37,8%	-3,3%	(139)	-5,7%
Despesa operacional	(770)	19,4%	-22,9%	(645)	-14,9%	-24,3%	(758)	-31,3%
Pessoal	(115)	9,0%	-3,4%	(105)	24,7%	-4,0%	(84)	-3,5%
Entidade de previdência privada	0	-63,0%	0,0%	0	-118,4%	0,0%	(1)	-0,1%
Material	(20)	14,1%	-0,6%	(18)	7,1%	-0,7%	(17)	-0,7%
Serviço de terceiros	(115)	2,5%	-3,4%	(113)	17,8%	-4,3%	(96)	-3,9%
Depreciação/amortização	(117)	6,5%	-3,5%	(110)	8,2%	-4,2%	(102)	-4,2%
Amortização de intangível de concessão	(20)	1,7%	-0,6%	(20)	-7,1%	-0,7%	(21)	-0,9%
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(282)	38,5%	-8,4%	(204)	-28,9%	-7,7%	(287)	-11,8%
Outros	(100)	31,6%	-3,0%	(76)	-49,5%	-2,9%	(150)	-6,2%
Resultado do serviço	262	-20,0%	7,8%	327	7,9%	12,3%	303	12,5%
Resultado financeiro	(39)	-53,6%	-1,2%	(84)	-40,5%	-3,2%	(140)	-5,8%
Receitas financeiras	224	132,1%	6,7%	97	14,4%	3,6%	84	3,5%
Despesas financeiras	(263)	46,0%	-7,8%	(180)	-19,9%	-6,8%	(225)	-9,3%
Lucro antes dos tributos	223	-8,5%	6,6%	243	49,6%	9,2%	163	6,7%
Contribuição social	(21)	16,2%	-0,6%	(18)	69,8%	-0,7%	(10)	-0,4%
Imposto de renda	(59)	19,7%	-1,7%	(49)	72,8%	-1,9%	(28)	-1,2%
Lucro Líquido do exercício	144	-18,7%	4,3%	177	42,5%	6,7%	124	5,1%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Receita operacional líquida:

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 2015, 2014 e 2013.

	2015			2014			2013	
	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh
Receita Operacional Líquida								
Residencial	1.654	2.462	53,1%	1.080	2.505	10,2%	980	2.276
Industrial	821	1.540	48,3%	554	1.692	5,6%	524	1.741
Comercial	882	1.344	50,9%	584	1.391	8,0%	541	1.298
Rural	252	697	58,9%	158	718	9,1%	145	655
Poderes Públicos	102	159	7,5%	95	162	17,3%	81	152
Iluminação Pública	107	282	214,7%	34	268	-10,5%	38	255
Serviço Público	123	233	61,7%	76	238	12,8%	67	222
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(14)	-	12,4%	(12)	-	127,1%	(5)	-
Fornecimento Faturado	3.926	6.717	52,8%	2.569	6.974	8,3%	2.372	6.599
Consumo Próprio	-	5	0,0%	-	5	0,0%	-	6
Fornecimento Não Faturado (Líquido)	12		25,3%	9		-160,8%	(15)	
Fornecimento de energia elétrica (*)	3.938	6.722	52,7%	2.578	6.979	9,4%	2.357	6.605
Outras Concessionárias e Permissonárias	211	1.288	29,7%	163	1.308	11,7%	146	1.187
Energia Elétrica de Curto Prazo	72	370	1565,0%	4	16	-21,9%	6	(57)
Suprimento de energia elétrica (*)	284	1.658	69,6%	167	1.324	10,5%	151	1.130
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	283		77,0%	160		-0,5%	161	
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(1)		-50,4%	(2)		139,8%	(1)	
Receita de construção da infraestrutura de concessão	282		38,5%	204		-28,9%	287	
Ativo e passivo financeiro setorial	504		217,0%	159		0,0%	-	
Aporte CDE	365		29,2%	283		9,6%	258	
Outras receitas e rendas	45		25,0%	36		321,3%	46	
Outras receitas operacionais (*)	1.478		76,1%	840		11,8%	751	
Receita Operacional Bruta	5.699		59,0%	3.585		10,0%	3.259	
ICMS	(887)		53,9%	(576)		8,3%	(532)	
PIS	(89)		74,2%	(51)		17,4%	(43)	
COFINS	(410)		74,2%	(235)		17,4%	(200)	
Reserva Global De Reversão - RGR	-		0,0%	-		-100,0%	1	
Conta Cons Combustível - CCC	-		0,0%	-		-100,0%	(6)	
Conta Desenv Energético - CDE	(610)		1392,0%	(41)		71,2%	(24)	
Programa de P & D e Eficiência Energética	(31)		42,0%	(22)		0,8%	(22)	
PROINFA	(11)		-10,7%	(12)		5,4%	(11)	
Bandeiras tarifárias e outros	(301)		100,0%	-		0,0%	-	
Taxa de fiscalização	(2)		100,0%	-		0,0%	-	
Deduções das Receitas	(2.340)		149,8%	(937)		11,9%	(837)	
Receita Operacional Líquida	3.359		26,8%	2.648		9,4%	2.422	

(*) Não considera a transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo.

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

Receita Operacional Bruta:

A Receita Operacional Bruta em 2015 foi de R\$ 5.699 milhões, representando um aumento de 59,0% (R\$ 2.114 milhões) comparado com 2014. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 52,8% (R\$ 1.357 milhões) no fornecimento faturado, justificado pelo aumento nas tarifas médias praticadas, decorrente principalmente Revisão Tarifária Extraordinária ("RTE") de 37,16% a partir de março de 2015, (ii) reajuste tarifário de -3,76% a partir junho de 2015 e (iii) bandeiras tarifárias a partir de janeiro de 2015.
- Aumento de 52,3% (R\$ 123 milhões) na Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre em consequência ao aumento na tarifa média decorrente basicamente dos ajustes nas tarifas;
- Aumento de 69,6% (R\$ 86 milhões) no suprimento de energia, motivado basicamente pelo aumento na tarifa média decorrente basicamente dos ajustes nas tarifas, associado ao aumento no volume de energia vendida na CCEE.

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Aumento de 38,5% (R\$ 78 milhões) na receita de construção de infraestrutura da concessão, devido ao maior volume de investimentos, sem impactos no resultado da empresa, pois o mesmo valor é registrado no custo operacional.
- Aumento de 217,0% (R\$ 345 milhões) referente aos efeitos líquidos dos ativos e passivos financeiros setoriais (vide 8 de nossas demonstrações financeiras).
- Aumento de 29,2% (R\$ 83 milhões) referente ao aumento nas subvenções baixa renda e descontos tarifários com recursos do CDE.

Deduções da Receita Operacional:

As Deduções da Receita Operacional em 2015 foram de R\$ 2.340 milhões, apresentando um aumento de 149,8% (R\$ 1.403 milhões) comparado com 2014. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 53,9% (R\$ 311 milhões) no ICMS, principalmente em decorrência do aumento do fornecimento faturado;
- Aumento de 74,2% (R\$ 212 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente ao aumento do fornecimento, suprimento de energia elétrica e outras receitas;
- Aumento de 2.121% (R\$ 870 milhões) nos Encargos Setoriais com destaque para a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (R\$ 569 milhões) decorrente da nova cota para o exercício de 2015 e outros encargos do consumidor (R\$ 301 milhões) relativo às bandeiras tarifárias cobradas a partir de janeiro de 2015.

Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2014, comparado com 2013:

Receita Operacional Bruta:

A Receita Operacional Bruta em 2014 foi de R\$ 3.585 milhões, representando um aumento de 10,0% (R\$ 327 milhões) comparado com 2013. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 8,3% (R\$ 197 milhões) no fornecimento faturado, justificado pelo aumento nas tarifas médias praticadas, decorrente principalmente ao reajuste aplicado a partir de junho/2014, aliado ao aumento de 5,7% no volume de energia vendida.
- Aumento de R\$ 24 milhões no fornecimento não faturado em consequência ao aumento na tarifa média;
- Aumento de 10,5% (R\$ 16 milhões) no suprimento de energia, motivado basicamente pelo aumento de 10,2% no volume da energia vendida para outras concessionárias e permissionárias.
- Redução de 28,9% (R\$ 83 milhões) na receita de construção de infraestrutura da concessão, devido ao menor volume de investimentos, sem impactos no resultado da empresa, pois o mesmo valor é registrado no custo operacional.
- Aumento de 321,3% (R\$ 159 milhões) referente ao reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais (vide nota 3.12 e 8 de nossas demonstrações financeiras).

Deduções da Receita Operacional:

As Deduções da Receita Operacional em 2014 foram de R\$ 937 milhões, apresentando um aumento de 11,9% (R\$ 100 milhões) comparado com 2013. Os principais fatores desta variação foram:

- Aumento de 8,3% (R\$ 44 milhões) no ICMS, principalmente em decorrência do aumento do fornecimento faturado;
- Aumento de 17,4% (R\$ 43 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente ao aumento do fornecimento, suprimento de energia elétrica e outras receitas;
- Aumento de 21,2% (R\$ 13 milhões) nos Encargos Setoriais com destaque para a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (R\$ 17 milhões).

Custo com Energia Elétrica:

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

O Custo com Energia Elétrica em 2015 totalizou R\$ 2.328 milhões, representando um aumento de 38,8%

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(R\$ 651 milhões) comparado com 2014.

Energia Elétrica Comprada para Revenda:

Aumento de 29,6% (R\$ 470 MM), Desconsiderando o aporte CDE/CCEE (R\$ 429 MM) registrado no exercício anterior o custo apresentaria um aumento de 2,0% (R\$ 41 MM) basicamente em função do aumento no preço médio, justificado pelo reajuste nos preços dos contratos de compra de energia.

Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:

Aumento de 209,5% (R\$ 182 MM) principalmente pelo aumento: encargos de serviços do sistema - ("ESS") (R\$ 163 MM) basicamente devido a queda no PLD e a variação dos excedentes financeiros da conta de energia de reserva ("CONER") e encargos de rede básica (R\$ 17 MM).

Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2014, comparado com 2013:

O Custo com Energia Elétrica em 2014 totalizou R\$ 1.677 milhões, representando um aumento de 23,2% (R\$ 316 milhões) comparado com 2013.

Energia Elétrica Comprada para Revenda:

Aumento de 30,2% (R\$ 369 milhões), devido principalmente ao aumento nos preços médios em 22,6% (R\$ 276 milhões), em função da maior exposição e variação do preço médio de liquidação "PLD", dos reajustes de preços e da variação cambial da compra de Itaipu, aliado ao aumento no volume de energia comprada em 6,2% (93 milhões).

Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:

Redução de 37,8% (R\$ 53 milhões) devida principalmente a redução nos Encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 82 milhões), compensado com o aumento nos Encargos de Rede Básica (R\$ 30 milhões).

Custos e Despesas Operacionais:

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

Os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 770 milhões, um aumento de 19,4% (R\$ 125 milhões) quando comparado com 2014. Esta variação deve-se principalmente a:

- Aumento de 9,0% (R\$ 10 milhões) nas despesas com pessoal, principalmente pelo acordo coletivo de 2015, aliado ao aumento nas horas extras.
- Aumento de 6,5% (R\$ 7 milhões) nas despesas com amortização, basicamente em função de aumento na base do intangível.
- Aumento do custo de construção de infraestrutura da concessão de 38,5% (R\$ 78 milhões), devido ao maior volume de investimentos, sem impactos no resultado da empresa, pois o mesmo valor é registrado na receita operacional;
- Aumento de 31,6% (R\$ 24 milhões) em Outras Despesas, principalmente pela (i) aumento de R\$ 12 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações e multas por indicadores que eram classificadas no resultado financeiro em 2014 (R\$ 15 MM), compensado pela redução na taxa de fiscalização ANEEL (R\$ 2 milhões).

Principais variações dos Custos e Despesas Operacionais de 2014, comparado com 2013:

Os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 645 milhões, uma redução de 14,9% (R\$ 113 milhões) quando comparado com 2013. Esta variação deve-se principalmente a:

- Aumento de 24,7% (R\$ 21 milhões) nas despesas com pessoal, principalmente pelo acordo coletivo de 2014, aliado a redução na capitalização para investimentos (R\$ 13 milhões).
- Aumento de 2,5% (R\$ 2 milhões) nas despesas com serviços de terceiros, basicamente em função de aumento nas despesas com poda de arvore.
- Aumento de 17,8% (R\$ 17 milhões) nas despesas com serviços de terceiros, basicamente em função de aumento nas despesas com manutenção de linhas e redes.
- Redução do custo de construção de infraestrutura da concessão de 28,9% (R\$ 83 milhões), devido ao menor volume de investimentos, sem impactos no resultado da empresa, pois o mesmo valor é registrado na

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

receita operacional;

- Redução de 49,5% (R\$ 74 milhões) em Outras Despesas, principalmente pela (i) redução de R\$ 77 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações, compensado com aumento de R\$ 4 milhões em provisão para créditos de liquidação duvidosa.

Resultado financeiro:

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

O Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 39 milhões em 2015, representando uma redução na despesa de R\$ 45 milhões, comparado com 2014. Esta variação decorre basicamente:

- Aumento nas receitas financeiras de 132,1% (R\$ 127 milhões), decorrentes (i) atualização do ativo financeiro da concessão (R\$ 72 MM); (ii) atualização do ativo financeiro setorial (R\$ 37 MM); (iii) acréscimos e multas moratórias (R\$ 11 MM); (iv) rendimentos de aplicação financeira (R\$ 4 MM), (v) atualização de créditos fiscais (R\$ 12 MM), compensados parcialmente pela redução: (vi) registro de PIS/COFINS sobre receita financeira (R\$ 9 MM).
- Aumento nas despesas financeiras de 46,0% (R\$ 83 milhões), principalmente em função do aumento nas despesas com: (i) encargos e variação monetária de dívidas (R\$ 68 MM), (ii) atualizações monetárias e cambiais (R\$ 22 MM), compensado principalmente pela redução nas multas por indicadores que passaram a ser registradas na despesa operacional em 2015 (R\$ 6 MM).

Principais variações do Resultado Financeiro de 2014, comparado com 2013:

O Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 84 milhões em 2014, representando uma redução na despesa de R\$ 56 milhões, comparado com 2013. Esta variação decorre basicamente:

- Aumento nas receitas financeiras de 14,4% (R\$ 12 milhões), decorrentes (i) Ajuste na expectativa de fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão (R\$ 25 milhões), (ii) Reversão de Atualização Monetária de Contingência (R\$ 16 milhões), compensados com redução nos rendimentos de aplicações financeiras (R\$ 24 milhões) e na receita de atualização dos depósitos judiciais (R\$ 6 milhões);
- Redução nas despesas financeiras de 19,9% (R\$ 44 milhões), principalmente em função de: (i) Ajuste na expectativa de fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão (R\$ 48 milhões) e (ii) Aumento nos encargos e variação monetária de dívidas, em decorrência da variação dos indicadores da dívida (R\$ 6 milhões), parcialmente compensados com aumento em: (iii) Multas DIC/FIC (R\$ 1 milhões); (iv) Atualizações monetárias e cambiais (R\$ 7 milhões) e (v) redução nos juros capitalizados para investimentos (R\$ 1 milhão).

10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2 Comentários dos diretores sobre:

a. resultados das operações do emissor, em especial:

A rentabilidade da companhia reflete primordialmente vendas a consumidores cativos e cobrança pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) junto a consumidores livres, cujos preços são estabelecidos pelo órgão regulador. A quantidade vendida varia principalmente em função de fatores externos como temperatura, massa salarial e atividade econômica do país.

i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita

A receita operacional da Companhia consiste, em grande parte do fornecimento de energia elétrica para clientes cativos, bem como recebimentos da tarifa referente ao uso da rede de distribuição.

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Resultados das Operações —2015 em comparação a 2014

Receitas Operacionais Líquidas

Em comparação a 2014, as receitas operacionais líquidas apresentaram aumento de 26,8% (R\$ 711 milhões), totalizando R\$ 3.359 milhões. O aumento na receita operacional refletiu principalmente o aumento do reajuste tarifário anual, bandeiras tarifárias e os efeitos da revisão tarifária extraordinária, impactando as vendas de energia elétrica para consumidores cativos e receita de TUSD de consumidores livres em nossa área de concessão. Reflete, também, o aumento de R\$ 345 milhões de ativos e passivos financeiros setoriais, totalizando R\$ 504 milhões em 2015 comparado com R\$ 159 milhões em 2014. Esta receita reflete diferenças temporárias entre os nossos custos orçados incluídos na tarifa no início do período tarifário, e os efetivamente incorridos enquanto em vigor, criando um direito contratual de receber ou pagar caixa dos consumidores através de tarifas subsequentes ou o direito /obrigação com o poder concedente sobre quaisquer valores remanescentes ao término da concessão (ver nota 8 de nossas demonstrações financeiras auditadas). 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. Ainda está incluída na receita operacional líquida as receitas com relação à construção de infraestrutura de concessão no valor de R\$ 282 milhões, que não afeta os resultados, devido a custos correspondentes no mesmo valor.

Vendas a consumidores finais

Comparado a 2014, nossa receita operacional de vendas a Consumidores Finais aumentou 55,1% em 2015, para R\$ 2.337 milhões (41,0% da receita operacional bruta), e reflete principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão, e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme abaixo:

As tarifas são ajustadas a cada ano, em percentuais específicos para cada categoria de consumidor. Os ajustes da Companhia foram: RTE de 37,2% a partir de mar/2015, reajuste tarifário negativo de 3,76% a partir de 19 de junho de 2015. Veja a nota explicativa 23 às nossas demonstrações financeiras auditadas. Os preços médios para Consumidores Finais em 2015 foram maiores em todas as categorias de consumidores:

- **Consumidores industriais.** O volume vendido reduziu 9,0% refletindo a desaceleração da atividade econômica, a queda do nível de confiança dos empresários na indústria, menor volume de exportações e os estoques excessivos observados na indústria nos últimos meses.
- **Consumidores residenciais e comerciais.** Quedas de 1,7% e 3,6% respectivamente. Esse desempenho reflete a piora no mercado de trabalho, com o aumento do desemprego e a diminuição da massa de renda real, além do aumento das tarifas de energia elétrica. Temperatura mais baixa e menos dias de faturamento também contribuíram negativamente para o desempenho dessas classes.

Suprimento de energia

As receitas operacionais de vendas foram de R\$ 284 milhões em 2015 (5% das receitas operacionais brutas), representando um aumento de 69,6% (R\$ 116 milhões) em relação a 2014, aumento no volume vendido associado ao aumento na tarifa média decorrente basicamente dos ajustes nas tarifas.

Outras receitas operacionais

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Comparado a 2014, nossas outras receitas operacionais brutas (que excluem a receita de TUSD de consumidores cativos e a receita de construção da infraestrutura da concessão) apresentaram aumento de 87,9% (R\$ 560 milhões), para R\$ 1.196 milhões (21% da nossa receita operacional bruta), principalmente devido ao (i) aumento de 77% (R\$ 123 milhões) na receita de TUSD pela disponibilização da rede elétrica a consumidores livres, decorrentes de reajustes, (ii) aumento de 217% (R\$ 345 milhões) na receita de ativos e passivos financeiros setorial, descrito acima (ver nota 8 de nossas demonstrações financeiras auditadas), (iii) aumento de 29,2% (R\$ 83 milhões) na receita decorrente do registro da subvenção da baixa renda e descontos em tarifas reembolsados pelos fundos da Conta CDE (ver nota 23 de nossas demonstrações financeiras auditadas).

Deduções das receitas operacionais

Deduzimos determinados tributos e encargos setoriais da nossa receita operacional bruta para o cálculo da receita líquida. O imposto estadual sobre valor agregado (ICMS) é calculado com base no fornecimento faturado e na receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD, o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta, 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 41,1% da nossa receita operacional bruta em 2015. Comparado a 2014, essas deduções aumentaram 149,8% (R\$ 1.403 milhões) atingindo R\$ 2.340 milhões em 2015, principalmente devido aos aumentos de: (i) R\$ 569 milhões das contribuições para a Conta CDE, como resultado das novas quotas definidas pela ANEEL em 2015 (ver nota 23 de nossas demonstrações financeiras auditadas); (ii) R\$ 301 milhões em bandeiras tarifárias reconhecidas a partir de janeiro de 2015, (iii) 53,9% (R\$ 311 milhões) em ICMS, como resultado do aumento em nosso fornecimento faturado e TUSD, (iv) 74,2% (R\$ 213 milhões) do PIS e COFINS, basicamente devido ao aumento em nossa receita operacional bruta (base de cálculo desses impostos).

Custo de Energia Elétrica

Energia comprada para revenda

Comparado a 2014, nossos custos de compra de energia para revenda aumentaram 29,6% (R\$ 470 milhões), atingindo R\$ 2.060 milhões em 2015 (88,5% de nossos custos e despesas operacionais totais). Desconsiderando o reembolso de despesa registrada em 2014 de R\$ 429 milhões via Aporte CDE (ver nota explicativa 24 das demonstrações financeiras auditadas), o custo de energia elétrica comprada para revenda aumentaria 2,0% (R\$ 41 milhões), basicamente em função de: (i) aumento de 2,9% nos preços médios (R\$ 64 milhões), justificado pelo aumento de 110,6% no preço da energia adquirida de Itaipu em função de reajuste e da desvalorização do real em relação ao dólar, compensado parcialmente pela redução no PLD, (ii) redução de R\$ 47,9 milhões no crédito de PIS e COFINS, (iii) aumento de 0,3% no volume de energia comprada (R\$ 7 milhões) e (iv) redução de R\$ 17,8 milhões no ressarcimento geradoras.

Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição

Comparado a 2014, nossos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição apresentaram aumento de 209,5% (R\$ 181 milhões) para R\$ 268 milhões em 2015, principalmente devido principalmente (i) R\$ 172 milhões nos encargos de serviço do sistema e de energia de reserva basicamente em função da queda do PLD e dos excedentes financeiros da conta de energia de reserva – CONER, (ii) R\$ 18 milhões nos encargos de rede básica, (iii) R\$ 3 milhões nos encargos de transporte de Itaipu, compensado parcialmente pelo aumento de (iv) R\$ 19 milhões nos créditos de PIS e COFINS.

Outros custos e despesas operacionais

Nossos outros custos e despesas operacionais abrangem nosso custo operacional, serviços prestados para terceiros, custos relativos a construção de infraestrutura de concessão, despesas de vendas e despesas gerais. Comparado a 2014, nossos outros custos e despesas operacionais apresentaram aumento de 10,5% (R\$ 46 milhões) para R\$ 488 milhões em 2015, devido principalmente os aumentos de: (i) R\$ 9 milhões em despesas com pessoal devido aos efeitos de acordo coletivo; (ii) R\$ 12 milhões nas despesas legais e judiciais; (iii) R\$ 15 milhões de multas por indicadores que eram classificados no resultado financeiro em 2014; e (iv) R\$ 7 milhões nas despesas de amortização.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Resultado do Serviço de Energia Elétrica

Comparado a 2014, nosso resultado do serviço reduziu 20,0% (R\$ 65 milhões) para R\$ 262 milhões em 2015, devido ao aumento em nossa receita operacional líquida ter sido menor que o aumento em nosso custo de energia e dos custos e despesas operacionais.

Resultado Financeiro Líquido

Nosso resultado financeiro líquido apresentou de uma despesa financeira líquida de R\$ 39 milhões em 2015, uma redução de 53,6% (R\$ 45 milhões) em relação a exercício de 2014, devido principalmente a um aumento de R\$ 128 milhões na receita financeira e um aumento de R\$ 83 milhões na despesa financeira.

O aumento de 132,1% (R\$ 128 milhões) nas receitas financeiras deve-se principalmente: (i) R\$ 73 milhões de ajuste de expectativa de fluxo de caixa dos ativos financeiros da concessão, (ii) R\$ 37 milhões de atualização do ativo e passivo financeiro setorial, e (iii) R\$ 11 milhões de acréscimos e multas moratórias.

O aumento de 46,0% (R\$ 83 milhões) nas despesas financeiras deve-se principalmente: (i) R\$ 68 milhões em encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais dos empréstimos, debêntures e derivativos, e (ii) R\$ 18 milhões na variação cambial de faturas de Itaípu.

Em 31 de dezembro de 2015, nosso endividamento em reais somou R\$ 1.145 milhões, sobre o qual incidem juros e inflação, calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro brasileiro. Possuíamos ainda o equivalente a R\$ 1.103 milhões de endividamento em dólares norte-americanos. A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento em dólares norte-americanos e variações nas taxas de juros, nossa política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 13,2% em 2015, comparado a 10,5% em 2014, e a TJLP permaneceu estável em 7,0% em comparação com 5,0% em 2014.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Nosso encargo líquido do imposto de renda e contribuição social passou de R\$ 67 milhões em 2014 para R\$ 79 milhões em 2015.

Lucro líquido

Comparado a 2014 e devido aos fatores discutidos acima, o lucro líquido apresentou uma redução de 18,7% (R\$ 33 milhões), para R\$ 144 milhões em 2015.

Resultados das Operações: 2014 em comparação com 2013

Receita Operacional Líquida

As receitas operacionais líquidas foram de R\$ 2.648 milhões em 2014, um aumento de 9,4% quando comparado com 2013. Este aumento, descontando-se a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado, devido ao custo correspondente, no mesmo valor), a receita líquida seria de R\$ 2.444 milhões, um aumento de 14,5% (R\$ 309 milhões). O aumento na receita operacional refletiu principalmente o aumento do reajuste tarifário anual da companhia, impactando as vendas de energia elétrica para consumidores cativos e receita de TUSD de consumidores livres em nossa área de concessão. Também reconhecemos R\$ 159 milhões relacionados a ativos e passivos financeiros setoriais (vide nota 3.12 e 8 de nossas demonstrações financeiras)

Fornecimento faturado

Comparado a 2013, nossa receita operacional bruta de vendas a Consumidores Finais aumentou 8,3% em 2013, para R\$ 2.569 milhões. Nossas receitas operacionais brutas refletem principalmente as vendas para consumidores cativos nas áreas de concessão, e estão sujeitas a reajuste tarifário conforme mostrado abaixo:

As tarifas da Companhia são ajustadas a cada ano, em percentuais específicos para cada categoria de consumidor. O ajuste na Companhia ocorreu em junho. Em 2014, os preços de energia elétrica foram reajustados através dos reajustes anuais ("RTA") em 22,77%. Veja a nota explicativa 23 às nossas demonstrações financeiras auditadas. Os preços médios para Consumidores Finais em 2014 foram maiores em todas as categorias de consumidores:

10.2 - Resultado operacional e financeiro

- Classes Residencial e Comercial: Crescimentos de 10,1% e 8,0%, respectivamente, favorecidos pelas altas temperaturas verificadas principalmente no início de 2014 e pelos efeitos acumulados da elevação do emprego e da renda, do aumento do poder de compra do consumidor e da ampliação do crédito ao consumo, verificados nos últimos anos, que favoreceram o aumento do estoque de eletrodomésticos nas residências.
- Classe Industrial: Queda de 2,0%, influenciada pelo fraco desempenho da produção industrial, que reflete o menor volume de exportações, expectativas desfavoráveis dos empresários, fruto de elevados estoques e cenário nacional adverso, além de deficiências de infraestrutura.

Suprimento de Energia Elétrica

As receitas operacionais de vendas foram de R\$ 167 milhões em 2014 (4,6% das receitas operacionais brutas), representando um aumento de 10,6% (R\$ 16 milhões) em relação a 2013, Este aumento ocorreu principalmente em função do aumento no volume da venda de energia elétrica para outras permissionárias e concessionárias.

Outras Receitas Operacionais

As outras receitas operacionais, descontando os efeitos de receita pela disponibilidade da Rede Elétrica - Consumidor Cativo e da Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão, foram de R\$ 636 milhões em 2014 (24,2% da receita líquida), em comparação com os R\$ 464 milhões em 2013. O aumento de 37,7% reflete principalmente o registro dos ativos e passivos financeiros setoriais (R\$ 159 milhões) e o aumento nos descontos tarifários com recursos do CDE (R\$ 25 milhões).

Deduções da receita operacional

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 no fornecimento faturado e receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD, o PIS e COFINS federais, são calculados com base na receita operacional bruta, e os recursos para 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 do efeito regulatório refletido nas nossas tarifas. Em 2014, essas deduções, que representaram 26,1% de nossa receita operacional bruta e 25,7% em 2013, foram de R\$ 937 milhões, um aumento de 12,0% (R\$ 100 milhões) comparado a 2013. Principalmente devido: (i) a um aumento de 8,3% (ou R\$ 44 milhões) em ICMS, como resultado do aumento em nosso fornecimento faturado e TUSD, (ii) a um aumento de 17,2% (ou R\$ 42 milhões) do PIS e COFINS, basicamente devido à aumento em nossa receita operacional bruta (a base de cálculo desses impostos) e (iii) ao efeito líquido do aumento de 42,8% (ou R\$ 12 milhões) em encargos regulatórios.

Custos Operacionais e Despesas Operacionais

Energia Elétrica Comprada para Revenda

Os custos com compra de energia elétrica foram de R\$ 1.590 milhões em 2014 (75,1% do total de custos e despesas operacionais, descontados os custos com construção de infraestrutura de concessão). Estes custos foram 30,2% (ou R\$ 368 milhões) maiores que em 2013, principalmente em função do aumento nos preços médios, devido à exposição e variação da apuração do preço "PLD", aos reajustes de preços e a variação cambial da compra de Itaipu e ao aumento de 6,2% no volume de energia comprada.

Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

Os custos com encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 86 milhões em 2014. Este valor é 37,8% (R\$ 53 milhões) inferior ao apresentado em 2013, devido principalmente a: (i) uma redução de R\$ 82 milhões nos Encargos de Serviço do Sistema, compensado pelo aumento de (ii) R\$ 30 milhões nos Encargos da Rede Básica, decorrentes do aumento nas tarifas das empresas de transmissão. Para obter informações adicionais sobre os encargos de uso da rede de energia, veja a nota explicativa 24 em nossas demonstrações financeiras auditadas.

Outros Custos e Despesas Operacionais

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

Os outros custos e despesas operacionais (exceto custos do serviço de energia elétrica e da construção com infraestrutura da concessão) foram de R\$ 441 milhões em 2014, uma redução de 6,4% com relação a 2013.

10.2 - Resultado operacional e financeiro

Isso se deve principalmente em função de: (i) redução de R\$ 77 milhões nas despesas legais, judiciais e indenizações, (ii) aumento de R\$ 5 milhões nas despesas de provisão para crédito de liquidação duvidosa, (iii) aumento de R\$ 21 milhões nas despesas com pessoal e (iv) aumento de R\$ 18 milhões nas despesas com manutenção de linhas e redes.

Resultado do Serviço

O resultado do serviço foi de R\$ 327 milhões em 2014, 7,9% (R\$ 24 milhões) maior que em 2013 devido principalmente pelo aumento de 9,4% na receita operacional líquida, aliado a redução de 14,9% nas despesas operacionais, parcialmente compensados com o aumento no custo do serviço de energia elétrica em 23,2%.

Resultado Financeiro Líquido

A despesa financeira líquida foi de R\$ 84 milhões em 2014, em comparação com R\$ 140 milhões em 2013. A redução de R\$ 57 milhões é principalmente decorrente: (i) aumento de R\$ 73 milhões na receita de atualização do ativo financeiro; (ii) Reversão de Atualização Monetária de Contingência (R\$ 16 milhões), compensados com: (iii) redução de R\$ 24 milhões nos rendimentos com aplicações financeiras e (iv) redução de 6 milhões nas atualizações de depósitos judiciais.

Em 31 de dezembro de 2014, nosso endividamento em reais somou R\$ 1.050 milhões, sobre o qual incidem juros e inflação, calculados com base em diversas taxas e índices do mercado financeiro brasileiro. Possuíamos ainda o equivalente a R\$ 638 milhões de endividamento em dólares norte-americanos. A fim de reduzir o risco de perdas cambiais no que tange a este endividamento em dólares norte-americanos e variações nas taxas de juros, nossa política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros. A variação da taxa média de CDI teve um aumento de 10,5% em 2014, comparado a 7,8% em 2013, e a TJLP permaneceu estável em 5,0% em 2014 e 2013.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$ 67 milhões, em comparação com R\$ 38 milhões em 2013. A alíquota efetiva sobre o lucro antes dos tributos de 27,6% foi inferior à alíquota oficial de 34,0%.

Lucro Líquido do Exercício

Devido aos fatores explicados acima, o lucro líquido em 2014 foi de R\$ 177 milhões, representando um aumento de 42,7% (R\$ 53 milhões), quando comparado com 2013.

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 da Companhia ser uma empresa classificada na categoria B.

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

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

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

10.3 Os diretores devem comentar os efeitos 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 Os diretores devem comentar:

a. mudanças significativas nas práticas contábeis

Em função da promulgação das Leis 11.638/07 e 11.941/09, durante o exercício de 2008, o CPC emitiu e a CVM aprovou uma série de Pronunciamentos e Interpretações contábeis que tinha por objetivo a convergência das práticas contábeis brasileiras às práticas internacionais de contabilidade International Financial Reporting Standards - ("IFRS"), emitidas pela International Accounting Standard ("IASB"). Tais pronunciamentos foram integralmente aplicados concluindo a primeira fase do processo de convergência.

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

As demonstrações financeiras de 2010 foram as primeiras demonstrações preparadas em conformidade com o IFRS. Para que o processo de harmonização de práticas contábeis fosse possível, a Companhia aplicou os CPCs 37 e 43, e o IFRS 1 adotando como data de transição 1º de janeiro de 2009 e conseqüentemente as demonstrações financeiras de 2009 foram reapresentadas com os ajustes identificados na adoção dos referidos CPCs.

2015

As demonstrações financeiras de 2015 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2015. Estes pronunciamentos não tiveram impactos significativos em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

2014

As demonstrações financeiras de 2014 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (IFRS), emitidas pelo IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo CPC, contemplando os efeitos de mudanças em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2014. Estes pronunciamentos não tiveram impactos significativos em nossas demonstrações financeiras.

2013

As demonstrações financeiras de 2013 estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade (International Financial Reporting Standards – "IFRS"), emitidas pelo International Accounting Standard Board – IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), contemplando os efeitos de mudanças significativas em pronunciamentos aplicáveis a partir de 2013. O pronunciamento que teve maior impacto em nossas demonstrações financeiras esta relacionado ao plano de pensão.

Outra alteração importante está relacionada ao IAS 19/CPC 33 (R1), conforme revisado em 2011. As revisões alteram a metodologia contábil dos planos com benefícios definidos e benefícios rescisórios. A nova metodologia exige o reconhecimento de quaisquer alterações nas obrigações de benefícios definidos e no valor justo de ativos do plano e, assim, elimina a abordagem de corredor permitida nos termos da versão anterior do IAS 19. A eliminação da abordagem de corredor acelera o reconhecimento dos custos do serviço anterior. Todos os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos imediatamente em outro resultado abrangente de forma que o ativo ou passivo líquido do plano de pensão reflita o valor integral do déficit ou superávit do plano. Além disso, em vez das despesas com juros e os retornos esperados sobre os ativos do plano utilizados na versão anterior do IAS 19/CPC 33, registramos atualmente um valor de "juros líquidos" de acordo com o IAS 19, conforme revisado em 2011. De acordo com as revisões, os juros líquidos são calculados por meio da aplicação da taxa de desconto ao valor líquido do ativo ou passivo do benefício definido. As revisões do IAS 19 também introduzem determinadas alterações na apresentação do custo do benefício definido, incluindo divulgações mais amplas, como a sensibilidade a premissas atuariais significativas. Para obter informações adicionais sobre o impacto dessas alterações, favor consultar a nota explicativa 2.6 às nossas demonstrações financeiras.

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

b. efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Não houve alterações significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia.

c. ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

No Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2015, datado de 7 de março de 2016, emitido pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfases ou ressalvas.

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), tais como:

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

Em 31 de dezembro de 2015 não há itens que não aparecem em nosso balanço patrimonial que tenham, ou possam vir a ter um efeito relevante em nossa condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, investimentos ou recursos de capital.

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

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

Não há outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor.

10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

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

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

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

b. natureza e o propósito da operação;

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

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

Não há nenhum item relevante não registrado nas demonstrações financeiras.

10.8 - Plano de Negócios

10.8 Os diretores devem indicar e comentar os principais elementos do plano de negócios do emissor, explorando especificamente os seguintes tópicos
--

a. investimentos, incluindo:

i. descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos;

Os principais investimentos nos últimos anos têm sido destinados à manutenção e ao aprimoramento da rede de distribuição. Os investimentos da Companhia nos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013, foram de R\$ 274 milhões, R\$ 192 e R\$ 282 milhões, respectivamente.

Neste exercício, o montante de R\$ 274 milhões foram aplicados 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.

ii. fontes de financiamento dos investimentos;

As principais fontes de recursos da Companhia são provenientes da geração de caixa operacional e de financiamentos. Para o biênio de 2016 e 2017, a Companhia pretende captar recursos por meio de (i) novos financiamentos junto ao BNDES, (ii) captações com instituições financeiras e (iii) emissões de debêntures.

iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos;

Não aplicável em razão de não estar, em andamento, desinvestimento relevante, bem como não haver previsão de desinvestimentos futuros.

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

Vide item 10.8.a deste Formulário de Referência,

c. novos produtos e serviços:

i. descrição das pesquisas em andamento já divulgadas;

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

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

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

iii. projetos em desenvolvimento já divulgados;

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

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

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

10.9 - Outros fatores com influência relevante

10.9 Comentários dos diretores sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção

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

11.1 - Projeções divulgadas e premissas

11 Projeções

11.1 As projeções devem identificar:

a. objeto da projeção;

A Companhia divulga para o mercado projeções dos Investimentos (Capex), para os próximos cinco anos.

b. período projetado e o prazo de validade da projeção;

Compreende os anos de 2016 a 2020. Não existe prazo de validade definido, porém a Companhia atualiza anualmente suas projeções de investimento.

c. premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle.

Os valores projetados estão em moeda constante.

Os investimentos são destinados à expansão, manutenção e aprimoramento da nossa rede. As premissas para projeção de investimentos consideram o atendimento ao cliente, suporte ao crescimento de mercado, manutenção e melhorias no sistema elétrico, infraestrutura operacional e informática. Considera ainda investimentos em eficiência energética, P&D e projetos especiais, como Luz para Todos.

A Companhia tem a prerrogativa de decidir quando os investimentos na rede devem ser feitos, considerando premissas de crescimento, necessidade de adequação de indicadores operacionais, cronograma de execução das obras e necessidade de constituição da base de ativos, que embasará os cálculos de remuneração do capital e de depreciação regulatória em cada ciclo tarifário (base de remuneração regulatória). As premissas que fogem ao controle da empresa estão relacionadas ao comportamento de mercado - crescimento ou redução drástica do número de consumidores/consumo.

11.1 - Projeções divulgadas e premissas**d. Valores dos indicadores que são objeto de previsão (em milhões de reais)**

Capex divulgado em maio de 2017	2017e	2018e	2019e	2020e	2021e
Ativos elétricos da Distribuição	343	319	380	362	297
Ativos não elétricos	41	54	54	53	53
Total	383	373	434	415	350

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;

A Companhia revisa anualmente suas projeções de investimento considerando alterações em cronogramas de obras, projeções de aumento de demanda, necessidades de expansão e reforço das redes de distribuição.

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;

	2016
Investimentos – Ativos Elétricos de Distribuição e Ativos não Elétricos	
Realizado – R\$ milhões	305
Previsto – R\$ milhões	338
Desvio em %	(9,8%)

O desvio de 9,8% (-R\$ 33 milhões) refere-se basicamente a revisão das projeções de crescimento da demanda

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.

Foram atualizadas as projeções para o período 2017-2020 e adicionada a projeção para o ano de 2021.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

12 Assembleia geral e administração

12.1 Descrever a estrutura administrativa do emissor, conforme estabelecido no seu estatuto social e regimento interno, identificando:

a. atribuições de cada órgão e comitê, identificando se possuem regimento interno próprio

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

a.1) Conselho de Administração

O Conselho de Administração da Companhia é um órgão colegiado, eleito pela Assembleia Geral, que será composto de no mínimo de três membros e no máximo de cinco membros, todos eleitos e destituíveis pela Assembleia Geral, com mandato unificado de um ano, sendo permitida a reeleição. Atualmente, o Conselho de Administração da Companhia é composto por três membros.

O Conselho de Administração é o fórum central de decisões da Companhia e é responsável por determinar as diretrizes estratégicas globais. Suas competências e atribuições estão dispostas tanto na Lei nº 6.404/1976, como no Art. 18 e respectivas alíneas do Estatuto Social da Companhia, destacando-se, dentre elas, o estabelecimento das políticas gerais de negócios, a eleição da Diretoria e supervisão do exercício de suas funções, a manifestação sobre o Relatório da Administração e as contas da Diretoria, a aprovação da contratação de instituição depositária para prestação de serviços de ações escriturais, a deliberação sobre aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, a autorização para celebração de contratos de qualquer natureza, contratos com acionistas e com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, a seleção e/ou destituição dos auditores externos da Companhia, a constituição de garantias em negócios relacionados aos interesses da Companhia, a deliberação sobre a criação de Comitês de assessoramento, a aprovação de alteração em contratos de concessão firmados pela Companhia.

O Estatuto Social da Companhia, e o Regimento Interno do Conselho de Administração, estão disponíveis na sede da Companhia, em seu *website* (<http://www.cpfl.com.br/institucional/governanca-corporativa>) e, ainda, no *website* de Relações com Investidores (www.cpfl.com.br/ri).

a.2) Diretoria

A Diretoria Executiva da Companhia é responsável pela administração cotidiana de suas operações. Nos termos do Estatuto Social, é composta por até seis membros, sendo um Diretor Presidente, um Diretor 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 (i) as políticas e estratégias da Companhia, (ii) a proposta de aumento de capital e reforma do Estatuto Social, (iii) o plano quinquenal, bem como suas revisões anuais e o orçamento anual, e (iv) determinadas operações referentes à aquisição, alienação ou oneração de ativos fixos, (v) constituição de garantias aos negócios de interesse da Companhia e, ainda, (vi) celebração de contratos com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas.

a.3) Comitês e Comissões

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

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

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

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 na categoria B.

12.1 - Descrição da estrutura administrativa

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

As atribuições 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 da Companhia 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 e, ainda, privativamente: (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").

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; competindo-lhe, ainda, propor, examinar, avaliar, planejar e implantar novos projetos e investimentos pertinentes às referidas atividades, em harmonia com o planejamento estratégico da Companhia (Art. 19, alínea "f").

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			
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%
Roberto Sartori	16/01/1978	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2017	2 anos – até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2019	1
916.517.430-53	Engenheiro	19 - Outros Diretores Diretor de Gestão de Energia	04/05/2017	Não	0.00%
Wagner Luiz Schneider de Freitas	07/03/1973	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2017	2 anos – até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2019	2
024.833.017-97	Engenheiro Metalúrgico e de Materiais	19 - Outros Diretores Diretor de Administração	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	2
694.710.021-68	Engenheiro Eletricista	19 - Outros Diretores Diretor de Distribuição	04/05/2017	Não	0.00%
Luis Henrique Ferreira Pinto	26/03/1961	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2017	1 ano - até a AGO que se realizar em 2018	3
029.352.408-47	Engenheiro Eletricista	20 - Presidente do Conselho de Administração	04/05/2017	Sim	100.00%
Luiz Carlos Pereira da Silva	08/03/1960	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2017	1 ano - até a AGO que se realizar em 2018	4
308.365.730-72	Eletricitário	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	04/05/2017	Não	100.00%

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

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

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 2018	6
037.234.097-09	Administrador de Empresas	35 - Conselheiro(Efetivo) e Dir. Rel. Invest.	04/05/2017	Sim	66.40%

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores - Eleição em: 04/05/2017 - Posse: 04/05/2017 - Mandato: 2 anos, até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2019. Número de mandatos: 4

Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência

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 da RGE. Nos últimos cinco anos o Sr. Jose Carlos Saciloto Tadiello não esteve sujeito a nenhum efeito de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Roberto Sartori - 916.517.430-53

Graduado em Engenharia Elétrica pela Unijui/RS, tendo cursado pós-graduação em Planejamento de Sistema de Distribuição pela Universidade Mackenzie, Engenharia de Segurança do Trabalho pela UPF/RS e MBA em Gestão Financeira pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Na Rede Centro da RGE, foi Gerente de Serviços Técnicos entre 2001 a 2006, Gerente de Serviços entre 2006 e 2008 e Gerente de Segurança do Trabalho em 2014. Pela Rede Leste da RGE, atuou como Gerente de Serviços entre 2009 e 2015. Ocupou interinamente a presidência da RGE entre 2015 e 2016 e assumiu o cargo de Diretor de Gestão de Energia das empresas RGE, CPFL Paulista e CPFL Piratininga e das demais subsidiárias de distribuição de energia do Grupo CPFL em 2016. Nos últimos cinco anos o Sr. Roberto Sartori não esteve sujeito a nenhum efeito de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Wagner Luiz Schneider de Freitas - 024.833.017-97

Graduado em Engenharia Metalúrgica e de Materiais pelo Instituto Militar de Engenharia - IME/RJ em 1994, com especializações em Engenharia de Materiais pela Universidade Federal do Paraná - UFPR/PR em 1996, em Logística pelo Instituto de Logística da Aeronáutica - ILA/SP em 1997, e mestrado em Engenharia Mecânica e Aeronáutica, Gestão Industrial e Desenvolvimento Estratégico pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica - ITA/SP em 2003. Atuou como Engenheiro de Qualidade pela Volkswagen/Audi de 1998 a 2000. Atuou como Engenheiro de Qualidade na Embraco de 2000 a 2003 em São José dos Campos – SP e posteriormente como Gerente de Operações e Qualidade em Fort Lauderdale - Flórida/EUA de 2003 a 2005, e como Gerente Sênior em São José dos Campos/SP de 2005 a 2008. Foi Consultor pela McKinsey & Company de 2008 a 2010. Atuou como Diretor de Operações do Grupo Positivo de 2010 a 2012 e como Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento da Whirlpool - Embraco. Atualmente é Diretor Administrativo da CPFL Paulista, da CPFL Piratininga, da RGE, da CPFL Geração, e das demais subsidiárias da CPFL Energia. Foi eleito Diretor Vice-Presidente de Planejamento e Gestão Empresarial da CPFL Energia em 2015. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. Wagner Luiz Schneider de Freitas não esteve sujeito a nenhum 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 empresas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE e demais subsidiárias de distribuição do grupo CPFL Energia. Nos últimos cinco anos o Sr. Thiago Freire Guth não esteve sujeito a nenhum efeito de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito a suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Luis Henrique Ferreira Pinto - 029.352.408-47

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

Luiz Carlos Pereira da Silva - 308.365.730-72

Bacharel em Ciências Contábeis, formado em 1989 pela UNIJUÍ – Universidade de Ijuí/RS ; atualmente, acadêmico do curso de Direito na ULBRA – Universidade Luterana do Brasil, campus Gravataí – RS (situação atual – curso trancado). Admitido na Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE em 03 de Agosto de 1981, ocupou diversos cargos na empresa e posteriormente também na RGE, dentre os quais, Chefe de Seção Comercial, Chefe de Seção de Apoio e Controle, Chefe de Serviços de Apoio e Controle, Supervisor de Serviços de Leitura e Entrega de Contas. Em Setembro de 2014, foi eleito para o cargo de 1º Vice-Presidente do Senergisul - Sindicato dos Trabalhadores nas Empresas Geradoras, ou Transmissoras, ou Distribuidoras, ou Afins de Energia Elétrica no Estado do Rio Grande do Sul. Foi eleito em 03 de novembro de 2014, como representante dos empregados no Conselho de Administração da RGE.

Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. Luiz Carlos Pereira da Silva 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 Rio de Janeiro – UERJ. Pós graduado (MBA) em Finanças pela IBMEC-RJ. Trabalhou no Grupo Lafarge e nas empresas Light e Brasil Telecom. Está no Grupo CPFL Energia desde 2001, tendo atuado neste período como gerente de Planejamento Econômico-Financeiro, Diretor de Relações com o Mercado Investidor e Diretor de Planejamento e Controle. Desde fevereiro de 2013 é Diretor Vice-Presidente Financeiro e de Relações com Investidores da CPFL Energia e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores das empresas RGE, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração e Diretor Financeiro das demais subsidiárias do grupo CPFL Energia. É também Vice-Presidente do Conselho de Administração da RGE, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração, e Paulista Lajeado e membro do Conselho de Administração da CPFL Renováveis e Sul Geradora.

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:

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

12.13 - Outras informações relevantes**12.13 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

Em complemento as informações prestadas nos itens dessa Seção 12, a Companhia entende que as informações abaixo também são relevantes:

Informações complementares relacionadas aos itens 12.6:

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

Conselho de Administração		
Membro	Total de reuniões realizadas pelo respectivo órgão desde a posse do membro	% de participação do membro nas reuniões realizadas após a posse
Luis Henrique Ferreira Pinto	6	100%
Gustavo Estrella	6	66,4%
Luiz Carlos Pereira da Silva	6	100%

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal**Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2016 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	6,00		9,00
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	73.000,00	1.253.000,00		1.326.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	32.000,00		32.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	15.000,00	338.000,00		353.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	904.000,00		904.000,00
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	402.000,00		402.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP.		
Pós-emprego	0,00	114.000,00		114.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 05/2010.	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 05/2010.		
Total da remuneração	88.000,00	3.043.000,00		3.131.000,00

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	5,67		8,67
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	67.000,00	1.020.000,00		1.087.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	12.000,00		12.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	13.000,00	649.000,00		662.000,00

Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	581.000,00		581.000,00
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	-377.000,00		-377.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão do ILP		
Pós-emprego	0,00	53.000,00		53.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 05/2010.	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 05/2010.		
Total da remuneração	80.000,00	1.938.000,00		2.018.000,00

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	2,67	6,00		8,67
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	42.000,00	916.000,00		958.000,00
Benefícios direto e indireto	1.000,00	62.000,00		63.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	8.000,00	1.084.000,00		1.092.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	500.000,00		500.000,00
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	285.000,00		285.000,00

Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP		
Pós-emprego	0,00	54.000,00		54.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00
Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 05/2010.		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 05/2010.	
Total da remuneração	51.000,00	2.901.000,00		2.952.000,00

Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2013 - Valores Anuais

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	3,00	6,00		9,00
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		0,00
Remuneração fixa anual				
Salário ou pró-labore	57.000,00	833.000,00		890.000,00
Benefícios direto e indireto	1.000,00	13.000,00		14.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	11.000,00	692.000,00		703.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
Remuneração variável				
Bônus	0,00	217.000,00		217.000,00
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	-170.000,00		-170.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP. Contempla a reversão de provisão de ILP.		
Pós-emprego	0,00	62.000,00		62.000,00
Cessação do cargo	0,00	0,00		0,00
Baseada em ações (incluindo opções)	0,00	0,00		0,00

Observação	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 05/2010.	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 05/2010.		
Total da remuneração	69.000,00	1.647.000,00		1.716.000,00

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

Nº de membros
Nº de membros remunerados
Valor da maior remuneração(Reais)
Valor da menor remuneração(Reais)
Valor médio da remuneração(Reais)

Observação

13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores

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

EXERCÍCIO DE 2013			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	89%

EXERCÍCIO DE 2014			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	89%

EXERCÍCIO DE 2015			
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Percentual da remuneração total	0%	0%	89%

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

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

EXERCÍCIO DE 2013 ⁽¹⁾ - DEMAIS REMUNERAÇÕES RECEBIDAS, ESPECIFICANDO A QUE TÍTULO FORAM ATRIBUÍDAS				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

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

EXERCÍCIO DE 2013 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	1.302	1.302

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

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

EXERCÍCIO DE 2014 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	1.386	1.386

13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor

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

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

EXERCÍCIO DE 2015 - REMUNERAÇÃO RECEBIDA EM FUNÇÃO DO EXERCÍCIO DO CARGO NO EMISSOR				
Órgão	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Total
	<i>(Em R\$ mil)</i>			
Controladores diretos e indiretos	-	-	-	-
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	1.429	1.429

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

O número de membros do Conselho de Administração e Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular/CVM/SEP/ nº003/2012, conforme detalhado nas planilhas abaixo em cada exercício social:

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Janeiro	3	0	6
Fevereiro	3	0	6
Março	3	0	6
Abril	3	0	6
Maio	3	0	6
Junho	3	0	6
Julho	3	0	6
Agosto	3	0	6
Setembro	3	0	5
Outubro	3	0	5
Novembro	3	0	5
Dezembro	3	0	5

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Janeiro	3	0	4
Fevereiro	3	0	4
Março	3	0	4
Abril	3	0	4
Maio	2	0	4
Junho	2	0	4
Julho	2	0	4
Agosto	2	0	4
Setembro	3	0	4
Outubro	3	0	4
Novembro	3	0	4
Dezembro	3	0	4

EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013			
Mês	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária
Janeiro	3	0	4
Fevereiro	3	0	4
Março	3	0	4
Abril	3	0	4
Maio	3	0	4
Junho	3	0	4
Julho	3	0	4
Agosto	3	0	4
Setembro	3	0	4
Outubro	3	0	4
Novembro	3	0	4
Dezembro	3	0	4

14.5 - Outras informações relevantes

14.5 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes
--

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

15.1 / 15.2 - Posição acionária

Acionista						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
Detalhamento por classes de ações (Unidades)						
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
CPFL ENERGIA S.A.						
02.429.144/0001-93	BRASILEIRA-SP	Não	Sim	17/12/2015		
Não						
869.123.914	100,000000%	150.665.862	100,000000%	1.019.789.776	100,000000%	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000%				
OUTROS						
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%	
AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:						
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%	
TOTAL						
869.123.914	100,000000%	150.665.862	100,000000%	1.019.789.776	100,000000%	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
CPFL ENERGIA S.A.				02.429.144/0001-93		
ESC Energia S.A.						
15.146.011/0001-51	Brasileira-SP	Não	Sim	23/01/2017		
Não						
234.086.204	23,000000	0	0,000000	234.086.204	23,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
461.749.929	45,360000	0	0,000000	461.749.929	45,360000	
State Grid Brazil Power Participações S.A.						
26.002.119/0001-97	Brasileira-SP	Não	Sim	23/01/2017		
Não						
322.078.613	31,640000	0	0,000000	322.078.613	31,640000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
TOTAL						
1.017.914.746	100,000000	0	0,000000	1.017.914.746	100,000000	

15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
ESC Energia S.A.				15.146.011/0001-51	
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
State Grid Brazil Power Participações S.A.					
26.002.119/0001-97	Brasileira-SP	Não	Sim	23/01/2017	
Não					
1.042.392.615	100,000000	0	0,000000	1.042.392.615	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
TOTAL					
1.042.392.615	100,000000	0	0,000000	1.042.392.615	100,000000

15.3 - Distribuição de capital

Data da última assembleia / Data da última alteração	28/04/2016
Quantidade acionistas pessoa física (Unidades)	0
Quantidade acionistas pessoa jurídica (Unidades)	1
Quantidade investidores institucionais (Unidades)	0

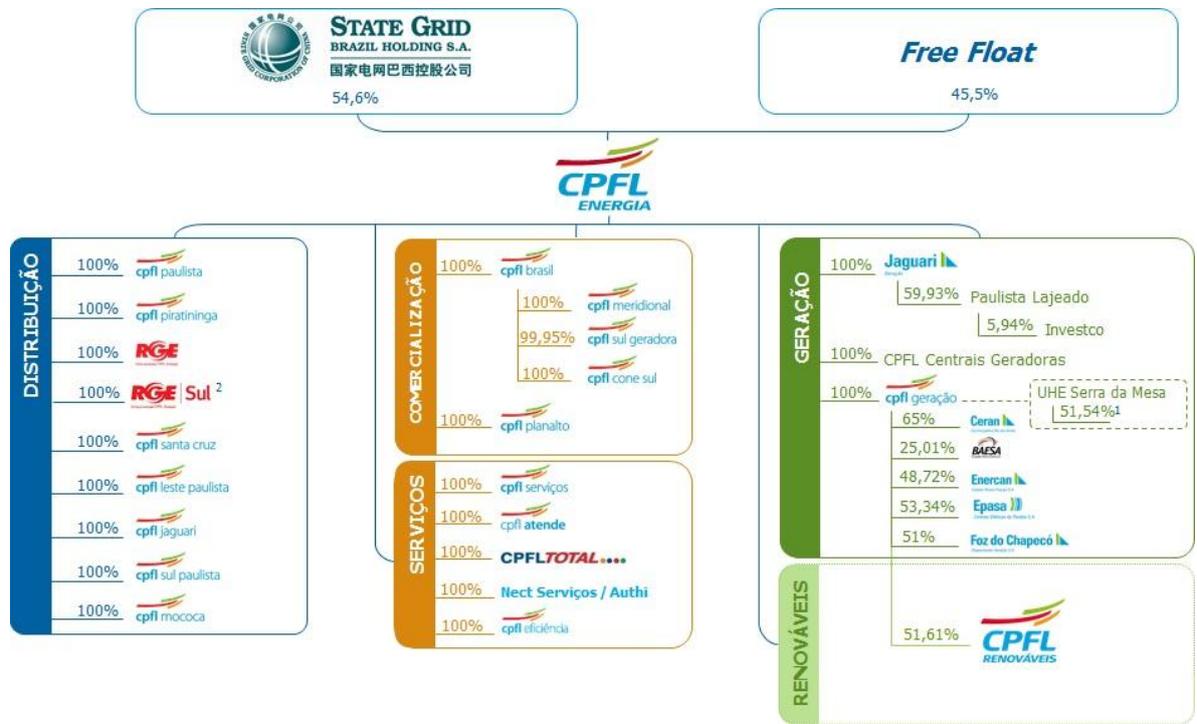
Ações em Circulação

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 acionista do emissor e do grupo econômico em que se insere, indicando:



Data base: 23/01/2017

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) CPFL Energia detém participação indireta na RGE Sul, por meio da CPFL Jaguaríuna.

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

Mais informações sobre a composição acionária da Companhia, bem como a indicação de todos os 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

A participação dos acionistas no patrimônio da Companhia em 31 de março de 2016 e 31 de dezembro de 2015 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
CPFL Energia	869.123.914	150.665.862	1.019.789.776
Total das ações	869.123.914	150.665.862	1.019.789.776

15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

e. principais sociedades sob controle comum

Apresentamos abaixo sociedades sob controle comum, controladas da CPFL Energia, por segmento de atuação, em 31 de dezembro de 2015:

Distribuidoras

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

Geradoras

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

Comercializadoras

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

Serviços

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

Outras

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

15.7 - Principais operações societárias

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

- a. evento
- b. principais condições do negócio
- c. sociedades envolvidas
- d. efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores do emissor
- e. quadro societário antes e depois da operação
- f. mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas

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

15.8 - Outras informações relevantes

15.8 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

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

16.2 - 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
Banco Bradesco S.A.		592.021,00	N/A	N/A	Indeterminada	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação (b) O pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante débito da conta corrente da empresa no banco. Não há montante total fixado por contrato. Montante informado refere-se ao total de valores pagos à instituição em 2015.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Banco do Brasil S.A.	03/07/2012	500.000.000,00	535.827.540,26	106.094.000,00	03/07/2019	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Debêntures - 6ª Emissão						
Garantia e seguros	Fiança da CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Natureza: Reforço de capital de giro Taxa de juros cobrada: CDI + 0,80% a.a.						
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Banco Bradesco S.A.		24.217,26	N/A	N/A	Acompanhando a duração da operação vinculada	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Fianças bancárias.						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
CPFL Energia S.A.	31/12/2015	67.814.741,20	67.814.741,20	67.814.741,20	N/A	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo econômico						
Objeto contrato	Dividendos a pagar						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
CPFL Energia S.A.	31/12/2015	64.072.588,67	64.072.588,67	64.072.588,67	N/A	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo econômico						
Objeto contrato	Juros sobre capital próprio						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	14/01/2008	9.488.937,20	4.548.658,77	4.548.658,77	31/12/2024	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 - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fica em 1 ano						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Serra do Facão Energia S.A. - SEFAC	01/01/2012	234.598.931,40	203.853.549,34	203.853.549,34	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
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							
Especificar							
Aliança Geração de Energia S.A	25/02/2008	80.164.436,30	69.693.440,93	69.693.440,93	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
Natureza e razão para a operação							

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Morro dos Ventos II	24/09/2013	15.959.604,20	15.959.604,20	15.959.604,20	31/12/2035	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo econômico						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						
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							
Especificar							
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	11/06/2015	16.519.065,83	14.296.780,99	14.296.780,99	19/08/2016	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo econômico						
Objeto contrato	Obras em Linhas de Transmissão (LT)						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Foz do Chapecó Energia S.A.	25/02/2008	499.617.581,12	438.261.179,15	438.261.179,15	31/12/2041	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo econômico						
Objeto contrato	Compra de Energia - LP						

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Garantia e seguros	Contrato de Constituição de Garantia						
Rescisão ou extinção	Falência, inadimplência						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	12/02/2015	12.480.810,02	8.819.955,17	8.819.955,17	26/01/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Reforma de Equipamentos						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda	30/11/2012	30.395.052,13	4.239.443,39	4.239.443,39	30/11/2016	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Call Center						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
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
Nect Serviços Administrativos Ltda	29/04/2014	36.688.553,74	24.530.136,40	24.530.136,40	28/02/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Centro de Serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	24/04/2015	39.213.618,33	36.558.936,48	36.558.936,48	28/02/2019	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Mesmo grupo economico						
Objeto contrato	Centro de Serviços						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Banco do Brasil S.A.		2.715.553,61	2.715.553,61	2.715.553,61	N/A	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Conta corrente e aplicação financeira (a) Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
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							
Especificar							
Banco Bradesco S.A.		487.750.620,78	487.750.620,78	487.750.620,78	N/A	NÃO	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Conta corrente e aplicação financeira (a) Correspondem a saldos de conta corrente e aplicações financeiras, de alta liquidez e que não possuem prazo estabelecido, montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisão.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Banco do Brasil S.A.	05/02/2013	170.000.000,00	179.946.096,24	179.946.096,24	05/02/2021	SIM	0,000000
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Debêntures - 7ª Emissão						
Garantia e seguros	Fiança da CPFL Energia						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação	Natureza: Reforço de capital de giro Taxa de juros cobrada: CDI + 0,83% a.a.						
Posição contratual do emissor							
Especificar							
Banco do Brasil S.A.		703.090,00	N/A	N/A	Indeterminada	NÃO	0,000000

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Relação com o emissor	Controle comum						
Objeto contrato	Taxa de arrecadação (b) O pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante débito da conta corrente da empresa no banco. Não há montante total fixado por contrato. Montante informado refere-se ao total de valores pagos à instituição em 2015.						
Garantia e seguros	N/A						
Rescisão ou extinção	N/A						
Natureza e razão para a operação							
Posição contratual do emissor							
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; e (b) demonstrar o caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou o pagamento compensatório adequado.

a. identificar as medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses

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

Nos termos do Art. 17 alínea "m" do Estatuto Social da nossa controladora CPFL Energia, 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\$ 10.056.000,00 (dez milhões e cinquenta e seis mil reais). Nesse contexto, 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 do Bloco de Controle 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, seus controladores (CPFL Energia e acionistas do Bloco de Controle da CPFL Energia) e outras sociedades controladas ou coligadas de controlador comum, evitando eventuais conflitos de interesse, os acionistas da CPFL Energia fornecem, anualmente, uma lista atualizada de empresas afiliadas consideradas Partes Relacionadas. Com base nessa lista, a CPFL Energia identifica as transações com Partes Relacionadas e previamente à submissão para deliberação do seu Conselho de Administração, o Comitê de Partes Relacionadas se manifesta sobre o atendimento às práticas usuais de mercado.

Adicionalmente, na condição de concessionária do serviço público de distribuição de energia, a Companhia esta sujeita às regras da ANEEL. Nesse contexto, a Resolução Normativa ANEEL nº 699/2016 dispõe que 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.

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

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

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

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

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

16.4 - Outras informações relevantes

16.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

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

17.1 - Informações sobre o capital social

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				
28/04/2017	1.223.349.663,19		869.123.914	150.665.862	1.019.789.776
Capital social por classe de ações		Outros títulos conversíveis em ações			
Classe de ação preferencial	Quantidade de ações (Unidades)	Título	Condições para conversão		
		NÃO HÁ	Não há		
Tipo de capital	Capital Subscrito				
28/04/2017	1.223.349.663,19		869.123.914	150.665.862	1.019.789.776
Tipo de capital	Capital Integralizado				
28/04/2017	1.223.349.663,19		869.123.914	150.665.862	1.019.789.776
Tipo de capital	Capital Autorizado				
09/04/2007	16.000.000,00		0	0	0

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.

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	6ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	03/07/2012
Data de vencimento	03/07/2019
Quantidade (Unidades)	500
Valor nominal global (Reais)	500.000.000,00
Saldo devedor em aberto	535.828.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	A partir do 24º (vigésimo quarto) mês contado da Data de Emissão, a Companhia poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total das Debêntures, pelo seu Valor Nominal Unitário acrescido da Remuneração e prêmio máximo de 0,50% (cinquenta centésimos por cento), que decrescerá conforme transcurso do prazo das Debêntures, conforme será estabelecido na Escritura de Emissão (“Prêmio” e “Resgate Antecipado”)
Características dos valores mobiliários de dívida	<ul style="list-style-type: none"> - Juros: As Debêntures da Primeira Série farão jus a juros remuneratórios a ser definido de acordo com o Procedimento de Bookbuilding e limitado à taxa interna de retorno do Tesouro IPCA+2024, com vencimento em 2024, subtraída exponencialmente de 0,05%. As Debêntures da Segunda Série farão jus a juros remuneratórios equivalentes a um determinado percentual da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI, a ser definido de acordo com o Procedimento de Bookbuilding e, limitado a 111,25% - Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia - Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: Quirografário - Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários: Restrição de pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou pela Garantidora caso a Emissora e/ou a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias contidas na escritura. - Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Vide item 18.12
Outras características relevantes	Para maiores detalhes sobre as condições de vencimento antecipado e condições para alteração dos direitos assegurados para tais valores mobiliários vide texto anexo ao item 18.12

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	7ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	05/02/2013
Data de vencimento	05/02/2021
Quantidade (Unidades)	17.000
Valor nominal global (Reais)	170.000.000,00

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Saldo devedor em aberto	179.946.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Para maiores detalhes sobre hipótese e cálculo do valor de resgate, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras Inf. relevantes - Valores Mobiliários
Características dos valores mobiliários de dívida	<ul style="list-style-type: none"> - Juros: CDI + 0,83% a.a. - Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia - Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: Quirografário - Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários: Restrição de pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou pela Garantidora caso a Emissora e/ou a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias contidas na escritura. - Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários
Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários	Para maiores detalhes sobre as condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras Inf. relevantes - Valores Mobiliários
Outras características relevantes	Para maiores detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras Inf. relevantes - Valores Mobiliários

Valor mobiliário	Debêntures
Identificação do valor mobiliário	8ª Emissão de Debêntures
Data de emissão	15/02/2017
Data de vencimento	15/02/2024
Quantidade (Unidades)	380.000
Valor nominal global (Reais)	380.000.000,00
Saldo devedor em aberto	380.000.000,00
Restrição a circulação	Não
Conversibilidade	Não
Possibilidade resgate	Sim
Hipótese e cálculo do valor de resgate	Para maiores detalhes sobre hipótese e cálculo do valor de resgate, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras Inf. relevantes - Valores Mobiliários

18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

Características dos valores mobiliários de dívida

- Juros: As Debêntures da Primeira Série farão jus a juros remuneratórios a ser definido de acordo com o Procedimento de Bookbuilding e limitado à taxa interna de retorno do Tesouro IPCA+2024, com vencimento em 2024, subtraída exponencialmente de 0,05%. As Debêntures da Segunda Série farão jus a juros remuneratórios equivalentes a um determinado percentual da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI, a ser definido de acordo com o Procedimento de Bookbuilding e, limitado a 111,25%
- Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia
- Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: Quirografário
- Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: (i) à distribuição de dividendos; (ii) à alienação de determinados ativos; (iii) à contratação de novas dívidas; e (iv) à emissão de novos valores mobiliários: Restrição de pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora e/ou pela Garantidora caso a Emissora e/ou a Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias contidas na escritura.
- Agente fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

Para maiores detalhes sobre condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras Inf. relevantes - Valores Mobiliários

Outras características relevantes

Serão emitidas 380.000 debêntures, não conversíveis em ações, da 8ª Emissão, em 2 (duas) séries, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, sendo (i) 130.000 Debêntures da Primeira Série; e (ii) 250.000 Debêntures da Segunda Série. Para maiores detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.12 - Outras Inf. relevantes - Valores Mobiliários

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

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

18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros

18.7 Em relação a cada classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros, indicar:

- a. país;
- b. mercado;
- c. entidade administradora do mercado no qual os valores mobiliários são admitidos à negociação;
- d. data de admissão à negociação;
- e. se houver, indicar o segmento de negociação;
- f. data de início de listagem no segmento de negociação;
- g. percentual do volume de negociação no exterior em relação ao volume total de negociações de cada classe e espécie no último exercício;
- h. se houver, proporção de certificados de depósitos no exterior em relação a cada classe e espécie de ações;
- i. se houver, banco depositário;
- j. se houver, instituição custodiante.

Todas as Debêntures da Companhia foram emitidas unicamente no mercado nacional.

18.8 - Títulos emitidos no exterior

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não houve títulos emitidos no exterior nos últimos três exercícios sociais.

18.9 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor**18.9 Descrever as ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor.**

(I) Em 03 de julho de 2012, foram subscritas 500 debêntures não conversíveis em ações, da 6ª Emissão, nominativas e escriturais, em série única, da espécie quirografária. No valor nominal unitário na data da emissão de R\$ 1.000.000, que gerou uma captação total de R\$ 500.000.000. A remuneração será paga semestralmente, com primeiro vencimento em 03 de janeiro de 2013. Os recursos serão destinados ao refinanciamento das dívidas vincendas durante 2012 e 2013 e reforço de capital de giro.

(II) Em 05 de fevereiro de 2013, foram subscritas 17.000 debêntures não conversíveis em ações, da 7ª Emissão, nominativas e escriturais, em série única, da espécie quirografária. No valor nominal unitário na data da emissão de R\$ 10.000, que gerou uma captação total de R\$ 170.000.000. A remuneração será paga semestralmente, com primeiro vencimento em 05 de agosto de 2013. Os recursos serão destinados a alongamento do endividamento e reforço de capital de giro da Emissora.

(III) Em 15 de fevereiro de 2017, serão emitidas 380.000 debêntures, não conversíveis em ações, da 8ª Emissão, em 2 (duas) séries, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, sendo (i) 130.000 Debêntures da Primeira Série; e (ii) 250.000 Debêntures da Segunda Série. As debêntures são no valor nominal unitário na data da emissão de R\$ 1.000,00 gerando uma captação total de R\$ 380.000.000,00. A remuneração das duas series serão paga semestralmente, no dia 15 (quinze) de cada mês, a partir da data de emissão, sendo o primeiro pagamento em 15 de agosto de 2017. Os recursos líquidos obtidos serão destinados: (i) primeira série: pagamento e/ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas passíveis de reembolso relacionados à implementação/desenvolvimento de Projeto de Investimento; e (ii) segunda série: para refinanciamento de dívidas e reforço do capital de giro.

18.12 - Outras informações relevantes

18.12 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Seguem abaixo as informações referentes às condições de vencimento antecipado de cada Emissão de Debêntures da Companhia:

6ª Emissão da RGE

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 Companhia e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões reais), no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data do pagamento, ressalvada a hipótese da Companhia e/ou da Garantidora ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;
- (b)** alteração do atual controle da Companhia ou da Garantidora sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Companhia ou Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação, ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Extrato da Ata da 188ª Reunião do Conselho de Administração, 3 de 4 Funcionários do Banco do Brasil – Previ, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Companhia ou da Garantidora¹;
- (c)** liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Companhia e/ou Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Companhia²;
- (d)** realização de redução de capital social da Companhia e/ou Garantidora, após a data de assinatura da Escritura de emissão, sem que haja anuência prévia dos titulares das Debêntures, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;
- (e)** proposta pela Companhia e/ou Garantidora, ou por qualquer de suas subsidiárias, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Companhia e/ou Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Companhia ou pela Garantidora;
- (f)** protesto legítimo de títulos contra a Companhia, suas subsidiárias e/ou Garantidora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), no prazo de até 30 dias corridos da data do pagamento, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Companhia, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias em juízo;
- (g)** falta de cumprimento pela Companhia e/ou pela Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na escritura de emissão de Debêntures ("Escritura de Emissão") não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Companhia e/ou Garantidora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo agente fiduciário da Emissão;
- (h)** pedido de falência formulado por terceiros em face da Companhia, suas subsidiárias e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Companhia, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora no prazo de 30 (trinta) dias corridos;

¹ Visando obter anuência prévia dos debenturistas para a alteração do controle da Companhia, foi realizada uma Assembleia Geral de Debenturistas em 13 de dezembro de 2016 para alteração das cláusulas de vencimento antecipado, de forma que tal cláusula não seja ativada caso a State Grid Corporate of China ou quaisquer entidades por ela controladas ou controladas em conjunto façam parte do bloco de controle majoritário da CPFL Energia.

² Idem

18.12 - Outras informações relevantes

(i) não pagamento pela Companhia e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas que serão previstas na Escritura de Emissão;

(j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Companhia e/ou Garantidora caso a Companhia e/ou Garantidora esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias que serão descritas na Escritura de Emissão;

(k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Companhia e/ou Garantidora em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento;

(l) não observância pela Garantidora até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos, dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão verificados pelo agente fiduciário, com base em demonstrativo elaborado pela Garantidora ao final de cada semestre do ano civil, referentes aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo, devendo tal demonstrativo ser entregue ao agente fiduciário da Emissão em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das demonstrações financeiras da Garantidora, relativas ao respectivo semestre ("Índices Financeiros"): (i) relação entre Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil da Garantidora e o EBITDA da Garantidora dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações swaps, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou bonds ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Garantidora, estando excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp ("Funcesp") e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization) da Garantidora, (1) o lucro da Garantidora antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em nota explicativa das demonstrações financeiras da Garantidora (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões) será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA da Garantidora, de acordo com a definição do item (1) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); e (ii) relação entre EBITDA da Garantidora e Resultado Financeiro da Garantidora maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Garantidora, a diferença entre receitas financeiras e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos deste cálculo os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto a Fundação Cesp ("Funcesp"), bem como 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;

(m) transformação da Companhia ou Garantidora em sociedade limitada;

(n) perda, não renovação ou cassação, por qualquer motivo, das concessões de uma ou mais subsidiárias da Garantidora, detidas na Data de Emissão, excetuada a hipótese de não renovação de concessão pela (i) Companhia Força e Luz Santa Cruz, (ii) Companhia Leste Paulista de Energia, (iii) Companhia Sul Paulista de Energia; (iv) Companhia Força e Luz Mococa; e (v) Companhia Jaguari de Geração de Energia.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:

Os titulares de Debêntures 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 titulares de Debêntures. A Assembleia Geral de Debenturistas poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em circulação, ou pela CVM. 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 Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de titulares de Debêntures que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, com qualquer número. Cada Debênture conferirá a seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, sendo admitida à constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não. Para efeito da constituição do quórum de instalação e/ou deliberação a que se refere acima,

18.12 - Outras informações relevantes

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 titulares de Debêntures as informações que lhe forem solicitadas. A presidência da Assembleia Geral de Debenturistas caberá ao eleito pelos titulares das Debêntures ou àquele que for designado pela CVM. Exceto conforme estabelecido na Escritura de Emissão, as deliberações serão tomadas por Debenturistas que representem 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, inclusive: i) com relação a alterações nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão que não apresentem outro quórum específico; ii) alteração e/ou renúncia a qualquer das hipóteses de vencimento antecipado estabelecidas acima; iii) modificação dos quóruns de deliberação estabelecidos no item 4.13 da Escritura de Emissão; iv) alteração das obrigações adicionais da Emissora estabelecidas na cláusula quinta da Escritura de Emissão; v) alteração das obrigações do Agente Fiduciário, estabelecidas na cláusula sexta da Escritura de Emissão; e/ou vi) alterações nos procedimentos aplicáveis às Assembleias Gerais de Debenturistas, estabelecidas na cláusula sétima da Escritura de Emissão. As alterações relativas (i) à Remuneração das Debêntures, ou às datas de pagamento da Remuneração, (ii) ao prazo de vencimento das Debêntures e/ou (iii) aos eventos de vencimento antecipado previstos na Escritura de Emissão, (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures e/ou; (v) a alteração, substituição ou o reforço das garantias deverão ser aprovadas, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente, por Debenturistas que representem 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação. 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 da obrigação a todos os titulares de Debêntures em circulação, independentemente de terem comparecido à Assembleia Geral de Debenturistas ou o voto proferido nas respectivas Assembleias Gerais de Debenturistas. Independentemente das formas 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 comparecem os titulares de todas as Debêntures em Circulação.

7ª Emissão da RGE

Hipótese e cálculo do valor de resgate:

A partir do 37º (trigésimo sétimo) mês contado da Data de Emissão, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar o resgate antecipado total ou parcial das Debêntures ("Resgate Antecipado"). O Resgate Antecipado será operacionalizado da seguinte forma:

(i) por meio de comunicação enviada pela Emissora ao Agente Fiduciário e aos Debenturistas com antecedência de 10 (dez) dias úteis da data prevista para o Resgate Antecipado ("Comunicação de Resgate Antecipado"), a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (a) se o resgate será total ou parcial e, se for parcial, a adoção do critério de sorteio, nos termos do parágrafo 2º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações, a ser coordenado pelo Agente Fiduciário, sendo que todas as etapas desse processo, tais como habilitação dos Debenturistas, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e validação das quantidades de Debêntures a serem resgatadas serão realizadas fora do âmbito da CETIP, (b) a data prevista para o efetivo resgate das Debêntures e o efetivo pagamento aos Debenturistas; (c) o Preço de Resgate, conforme abaixo definido; e (d) as demais informações consideradas relevantes pela Emissora para conhecimento dos Debenturistas;

(ii) o valor a ser pago aos Debenturistas a título de Resgate Antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário não amortizado, acrescido da Remuneração devida e ainda não paga até a data de Resgate Antecipado, calculada nos termos do item 4.9 da Escritura de Emissão, devendo ainda incidir sobre este valor, prêmio a ser calculado de acordo com a seguinte fórmula ("Prêmio de Resgate"):

Prêmio de Resgate = $P \times PU$

Onde:

$P = DD \times 0,50\%$, flat; e DT

$PU =$ Valor Nominal Unitário das Debêntures (já descontadas eventuais amortizações do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação ocorridas na forma do item 4.8 da Escritura de Emissão, inclusive na data do Resgate

18.12 - Outras informações relevantes

Antecipado), acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão ou Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento do Resgate Antecipado.

Onde:

DDDias a decorrer entre a data de resgate da operação e a data de vencimento da operação;

DT Dias a decorrer entre a primeira data possível de resgate e a data de vencimento da operação.

(iii) o pagamento do Prêmio de Resgate deverá ser realizado de acordo com o disposto no item 4.17 da Escritura de Emissão, sendo certo que todas as Debêntures objeto do resgate serão liquidadas em uma única data e canceladas pela Emissora.

Para as Debêntures custodiadas eletronicamente no CETIP21, a operacionalização do resgate seguirá os procedimentos adotados pela CETIP, a qual deverá ser notificada pela Emissora e pelo Agente Fiduciário, com antecedência mínima de 2 (dois) dias úteis de sua realização. Adicionalmente, a Comunicação de Resgate deverá ser enviada ao Banco Liquidante, com antecedência mínima de 1 (um) dia útil da data do Resgate Antecipado.

Os valores relativos ao Prêmio de Resgate serão devidos aos respectivos Debenturistas e serão pagos simultaneamente ao pagamento do Resgate Antecipado.

Condições de vencimento antecipado:

Observado o disposto abaixo, as Debêntures e todas as obrigações constantes da Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Data de Emissão, ou da data do último pagamento da Remuneração, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, a partir de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial na ocorrência das seguintes hipóteses:

(a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora e/ou da Garantidora ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;

(b) alteração do atual controle da Emissora ou da Garantidora sem prévia aprovação dos titulares das Debêntures, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora ou Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação, ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Emissora³;

(c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Emissora⁴;

(d) realização de redução de capital social da Emissora e/ou da Garantidora, após a data de assinatura da Escritura de Emissão, sem que haja anuência prévia dos titulares das Debêntures, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;

(e) proposta pela Emissora e/ou Garantidora, ou por qualquer de suas subsidiárias, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Emissora e/ou Garantidora ou por qualquer de suas

³ Visando obter anuência prévia dos debenturistas para a alteração do controle da Companhia, foi realizada uma Assembleia Geral de Debenturistas em 17 de outubro de 2016 para alteração das cláusulas de vencimento antecipado, de forma que tal cláusula não seja ativada caso a State Grid Corporate of China ou quaisquer entidades por ela controladas ou controladas em conjunto façam parte do bloco de controle majoritário da CPFL Energia.

⁴ Idem

18.12 - Outras informações relevantes

subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora ou pela Garantidora;

(f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora, suas subsidiárias, e/ou Garantidora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo IGP-M, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi cancelado; ou (iii) foram prestadas garantias em juízo;

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

(h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora, suas subsidiárias, e/ou da Garantidora e não devidamente elidido pela Emissora, suas subsidiárias, e/ou pela Garantidora no prazo de 30 (trinta) dias corridos;

(i) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures nas datas previstas nesta Escritura de Emissão;

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

(k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou a Garantidora em valor individual ou agregado, igual ou superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento;

(l) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos, dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão acompanhados pelo Agente Fiduciário, com base em demonstrativo elaborado pela Garantidora ao final de cada semestre do ano civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo, devendo tal demonstrativo ser entregue ao Agente Fiduciário em até 15 (quinze) dias após a divulgação à CVM das demonstrações financeiras da Garantidora, relativas ao respectivo semestre ("Índices Financeiros"): (i) relação entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil da Garantidora e o EBITDA da Garantidora dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como "Dívida Líquida" a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações swaps, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou bonds ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Garantidora, estando excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp ("Funcesp") e considera-se como "EBITDA" (Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization) da Garantidora, (1) o lucro da Garantidora antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota explicativa das demonstrações financeiras da Garantidora (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões), será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA da Garantidora, de acordo com a definição do item (i) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) ("EBITDA Histórico"); e (ii) relação entre EBITDA da Garantidora e Resultado Financeiro da Garantidora, maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como "Resultado Financeiro" da Garantidora, a diferença entre receitas e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo, não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à Funcesp, bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa, e por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Garantidora, mas apenas registro contábil. Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) acima, a Garantidora deverá (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações

18.12 - Outras informações relevantes

financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM, e (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo de tais números, devidamente auditado por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas nesta Escritura de Emissão; e

(m) transformação da Emissora ou da Garantidora em sociedade limitada.

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 Assembleia Geral de Debenturistas instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de titulares de Debêntures que representem, no mínimo, metade das Debêntures em Circulação e, em segunda convocação, com qualquer número. Cada Debênture conferirá a seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais de Debenturistas, sendo admitida a constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não. Para efeito da constituição do quórum de instalação e/ou deliberação a que se refere da Cláusula Sétima da Escritura de Emissão, 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 nesta Escritura de Emissão, as deliberações serão tomadas por Debenturistas que representem 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação, inclusive: (i) com relação a alterações nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão que não apresentem outro quórum específico; (ii) alteração, perdão e/ou renúncia temporária a qualquer das hipóteses de vencimento antecipado estabelecidas no item 4.13 da Escritura de Emissão; (iii) modificação dos quóruns de deliberação estabelecidos na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão; (iv) alteração das obrigações adicionais da Emissora estabelecidas na Cláusula Quinta da Escritura de Emissão; (v) alteração das obrigações do Agente Fiduciário, estabelecidas na Cláusula Sexta da Escritura de Emissão; e/ou (vi) alterações nos procedimentos aplicáveis às Assembleias Gerais de Debenturistas, estabelecidas na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão. As seguintes deliberações relativas às características das Debêntures, que poderão ser propostas exclusivamente pela Emissora, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) a Remuneração das Debêntures; (ii) a Data de Pagamento da Remuneração; (iii) o prazo de vencimento das Debêntures; (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures; e/ou (v) a alteração, substituição ou o reforço das garantias. As deliberações tomadas pelos Debenturistas em Assembleias Gerais de Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quóruns estabelecidos nesta 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 nesta 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.

8ª Emissão da RGE

Condições de vencimento antecipado:

Observado o disposto abaixo, as Debêntures e todas as obrigações constantes desta Escritura de Emissão serão consideradas antecipadamente vencidas, tornando-se imediatamente exigível da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, o pagamento do Valor Nominal Unitário Atualizado, acrescido da Remuneração da Primeira Série e saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série, calculada pro rata temporis, desde a data da primeira integralização das Debêntures da Primeira Série e das Debêntures da Segunda Série, ou

18.12 - Outras informações relevantes

da última Data de Pagamento da Remuneração das Debêntures da Primeira Série e das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento:

(a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, pelo Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas ("IGP-M"), não sanado no prazo de até 05 (cinco) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora, Garantidora e/ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado;

(b) alteração do atual controle da Garantidora e/ou da Emissora sem prévia aprovação dos Debenturistas, excetuada a hipótese de alteração do controle da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, na qual, após a conclusão da alteração de controle da Emissora e/ou da Garantidora, ao menos um dos seguintes acionistas permaneça, ou passe a fazer parte, individual ou coletivamente, direta ou indiretamente, do bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora: (i) Camargo Corrêa S.A.; (ii) Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ; ou (iii) 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;

(c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação que resultar na alteração de controle da Emissora ao menos um dos seguintes acionistas permaneça, ou passe a fazer parte, individual ou coletivamente, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora: (i) Camargo Corrêa S.A.; (ii) Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ; ou (iii) 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;

(d) realização de redução de capital social da Garantidora e/ou da Emissora, sem que haja anuência prévia dos Debenturistas, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;

(e) proposta pela Emissora e/ou pela Garantidora e/ou por quaisquer de suas subsidiárias, (i) de plano de recuperação extrajudicial ou (ii) de plano de recuperação judicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Emissora e/ou pela Garantidora e/ou por quaisquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora e/ou pela Garantidora;

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

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

(h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e/ou da Garantidora e/ou de suas subsidiárias e não devidamente elidido no prazo de 30 (trinta) dias corridos;

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

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

(k) não cumprimento de qualquer decisão ou sentença judicial e/ou de qualquer decisão arbitral ou administrativa não sujeita a recurso contra a Emissora e/ou contra a Garantidora ou suas subsidiárias em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo estipulado na respectiva decisão;

18.12 - Outras informações relevantes

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

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

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

Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) deste item "(l)", a Garantidora deverá (a) consolidar, em seus números, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM; (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo dos Índices Financeiros, baseado nos números auditados ou objeto de revisão por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas nesta Escritura de Emissão; (c) Os Índices Financeiros serão calculados a partir de 31 de dezembro de 2017;

(m) alteração do tipo societário da Emissora nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações;

(n) comprovada violação de qualquer dispositivo legal ou regulatório relativo à prática de corrupção ou de atos lesivos à administração pública, incluindo, sem limitação, a Lei nº 12.846, de 1º de agosto de 2013 ("Lei nº 12.846"), o Decreto nº 8.420/15 e desde que aplicável, a US Foreign Corrupt Practices Act of 1977 (em conjunto, as "Leis Anticorrupção") pela Emissora ou pela Garantidora; e

(o) descumprimento da obrigação de destinar os recursos captados por meio das Debêntures conforme estabelecido no item 3.12 desta Escritura de Emissão.

4.6.2. As referências a "controle" encontradas neste item 4.6 deverão ser entendidas como tendo o sentido conferido pelo artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações.

4.6.2.1. Os eventos a que se referem os subitens (f), (g) e (i) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins desta Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, após o final do prazo neles mencionado.

4.6.3. Para os fins desta Escritura de Emissão, "Data de Vencimento Antecipado" será qualquer uma das seguintes datas:

(i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (j), (k) e/ou (m) acima do item 4.6.1 acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente declarar o vencimento antecipado das Debêntures, por meio de notificação enviada à Emissora e à Garantidora, nos termos da Cláusula 9 abaixo; e

18.12 - Outras informações relevantes

(ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (l), (n) e/ou (o) acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturistas, se tal Assembleia Geral aprovar o vencimento antecipado das Debêntures.

A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (j), (k) e/ou (m) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta aos Debenturistas. Na ocorrência dos demais eventos previstos no item acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 05 (cinco) Dias Úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas, para que os Debenturistas da Primeira Série e/ou os Debenturistas da Segunda Série deliberem, cada qual em relação à sua Série, sobre o eventual vencimento antecipado das Debêntures da Primeira Série e/ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, observado o quórum estabelecido. A Assembleia Geral de Debenturistas da respectiva Série a que se refere este item deverá ser realizada no prazo de 15 (quinze) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, na hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro Dia Útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas da respectiva Série nos termos da primeira convocação.

Na Assembleia Geral de Debenturistas da respectiva Série, que será instalada de acordo com os procedimentos previstos na Escritura de Emissão, os Debenturistas da Primeira Série poderão optar por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures da Primeira Série e os Debenturistas da Segunda Série poderão optar por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures da Segunda Série, observado o quórum estabelecido na Escritura.

A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturistas por falta de quórum será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas da respectiva Série em não declarar antecipadamente vencidas as respectivas Debêntures.

Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures de qualquer uma das Séries, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do respectivo Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a data da primeira integralização das Debêntures ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, fora do âmbito da CETIP, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário à Emissora por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante na Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios previstos na Escritura.

Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:

Os Debenturistas poderão deliberar, a qualquer tempo, em sede de assembleia geral, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, sobre matérias de seu interesse.

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

A Assembleia Geral dos titulares das Debêntures da Primeira Série poderá ser realizada de forma separada da Assembleia Geral dos titulares das Debêntures da Segunda Série, exceto quando tratar de matérias de interesse comum dos Debenturistas de ambas séries, tais como, mas não se limitando, a substituição do Agente Fiduciário e a alteração dos prazos de obrigações previstas na presente Escritura de Emissão (para os quais não haja quórum específico).

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

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.

As Assembleias Gerais de Debenturistas de cada uma das Séries deverão ser realizadas em prazo mínimo de 15 (quinze) dias, contados da data da primeira publicação da convocação. A Assembleia Geral de Debenturistas em

18.12 - Outras informações relevantes

segunda convocação somente poderá ser realizada em, no mínimo, 8 (oito) dias após a data marcada para a instalação da Assembleia Geral de Debenturistas de cada uma das Séries em primeira convocação.

As deliberações tomadas pelos Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quóruns estabelecidos nesta Escritura, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora e obrigarão a todos os titulares das Debêntures em Circulação da respectiva Série, independentemente de terem comparecido à Assembleia Geral de Debenturistas ou do voto proferido na respectiva Assembleia Geral de Debenturistas.

Será obrigatória a presença dos representantes legais da Emissora e da Garantidora nas Assembleias Gerais de Debenturistas convocadas pela Emissora, enquanto que nas assembleias convocadas pelos Debenturistas ou pelo Agente Fiduciário, a presença dos representantes legais da Emissora e da Garantidora será facultativa, a não ser quando ela seja solicitada pelos Debenturistas ou pelo Agente Fiduciário, conforme o caso, hipótese em que será obrigatória.

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

As deliberações tomadas pelos respectivos Debenturistas, no âmbito de sua competência legal, observados os quóruns estabelecidos na Escritura de Emissão, serão existentes, válidas e eficazes perante a Emissora.

A Assembleia Geral de Debenturistas da respectiva Série instalar-se-á, em primeira convocação, com a presença de Debenturistas que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em Circulação da respectiva Série, e, em segunda convocação, com qualquer quórum.

Nas deliberações da Assembleia Geral de Debenturistas, a cada Debênture caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, Debenturista ou não. Exceto conforme estabelecido na Escritura de Emissão, as deliberações serão tomadas por Debenturistas que representem, no mínimo, a maioria das Debêntures em Circulação da Primeira Série e/ou pelo menos 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação da Segunda Série, inclusive com relação a alterações nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão que não apresentem outro quórum específico.

As seguintes deliberações relativas às características das Debêntures, que poderão ser propostas exclusivamente pela Emissora, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação da Primeira Série e/ou pelo menos 90% (noventa por cento) das Debêntures em Circulação da Segunda Série, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) a Remuneração ou repactuação programada da respectiva Série; (ii) a Data de Pagamento da Remuneração da respectiva Série; (iii) o prazo de vencimento das Debêntures da respectiva Série; (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures da respectiva Série; (v) a alteração, substituição ou o reforço das garantias da respectiva Série; (vi) destinação de recursos da respectiva Série; (vii) resgate antecipado da respectiva Série; e/ou (viii) modificação dos quóruns de deliberação estabelecidos nesta Cláusula Sétima.

Para efeito de fixação de quórum da Escritura de Emissão, definem-se como "Debêntures em Circulação" todas as Debêntures de cada Série subscritas e integralizadas, e ainda não resgatadas, excluídas (i) aquelas mantidas em tesouraria pela Emissora; e (ii) exclusivamente para os fins de realização de Assembleia Geral de Debenturistas, as de titularidade de (a) empresas controladas, direta ou indiretamente, pela Emissora; (b) acionistas controladores da Emissora; e (c) administradores da Emissora, incluindo cônjuges e parentes até 2º grau.

Hipótese e cálculo do valor de resgate:

Resgate Antecipado Facultativo. Sujeito ao atendimento das condições abaixo, a Emissora poderá realizar o resgate antecipado facultativo total das Debêntures da Segunda Série, a seu exclusivo critério e independentemente da anuência dos Debenturistas da Segunda Série, a partir do 3º (terceiro) ano contado da Data de Emissão das Debêntures da Segunda Série, ou seja, a partir de 15 de fevereiro de 2020, mediante o envio de comunicado individual a cada um dos Debenturistas da Segunda Série, com cópia ao Agente Fiduciário, ou mediante a publicação (na forma da Cláusula 4.12.1 abaixo) da Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo Total (conforme definido abaixo), com antecedência mínima de 5 (cinco) Dias Úteis contados da data prevista para realização do referido resgate ("Resgate Antecipado Facultativo Total").

O Resgate Antecipado Facultativo Total, com o consequente cancelamento das Debêntures da Segunda Série, será realizado mediante o pagamento (i) do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, (ii) da Remuneração Segunda Série, calculada pro rata temporis desde a primeira data de integralização (ou desde a última Data de Pagamento da Remuneração Segunda Série, conforme o caso) até a data

18.12 - Outras informações relevantes

do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total, (iii) de eventuais Encargos Moratórios e (iv) de prêmio de resgate correspondente a 0,30% (trinta centésimos por cento) ao ano incidente sobre os valores indicados nos itens (i) e (ii) ("Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total" e "Valor de Resgate Antecipado Facultativo Total"). O percentual do Prêmio de Resgate Antecipado Facultativo Total será aplicado de acordo com a fórmula abaixo e pago integralmente na Data do Resgate Antecipado Facultativo Total:

$$\text{Prêmio} = 0,30\% \times (\text{DU})/252$$

Sendo:

DU = quantidade de Dias Úteis entre a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total, inclusive, e a Data de Vencimento Segunda Série, exclusive.

Observado o disposto nos itens acima, o Resgate Antecipado Facultativo Total somente poderá ocorrer mediante o envio de comunicação individual a todos os Debenturistas da Segunda Série, com cópia para o Agente Fiduciário, ou publicação de Anúncio da Emissora dirigida aos Debenturistas da Segunda Série nos termos da Cláusula abaixo ("Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo Total"), com antecedência mínima de 5 (cinco) Dias Úteis contados da data prevista para realização do efetivo Resgate Antecipado Facultativo Total ("Data do Resgate Antecipado Facultativo Total"), que deverá, necessariamente, ser um Dia Útil. Na Comunicação de Resgate Antecipado Facultativo Total deverão constar (i) a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total; e (ii) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização do Resgate Antecipado Facultativo Total.

O Resgate Antecipado Facultativo Total deverá ser comunicado à CETIP, ao Banco Liquidante e ao Escriturador com antecedência mínima de 3 (três) Dias Úteis da Data do Resgate Antecipado Facultativo Total.

O pagamento das Debêntures da Segunda Série objeto de Resgate Antecipado Facultativo Total será feito (i) por meio dos procedimentos adotados pela CETIP para as Debêntures da Segunda Série custodiadas eletronicamente na CETIP; e/ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas da Segunda Série a ser realizado pelo Banco Liquidante e/ou pelo Escriturador, no caso de Debêntures da Segunda Série que não estejam custodiadas eletronicamente na CETIP.

Não será permitido o resgate antecipado facultativo parcial das Debêntures.

A Emissora não poderá, voluntariamente, realizar o resgate antecipado de qualquer das Debêntures da Primeira Série.

Resgate Antecipado Obrigatório. Não haverá resgate antecipado obrigatório. Contudo, as Debêntures poderão ser objeto de resgate antecipado ou de amortização antecipada na hipótese de indisponibilidade do IPCA e/ou da Taxa DI, ressalvado o disposto na Lei 12.431 para as Debêntures da Primeira Série.

Oferta de Resgate Antecipado. A Emissora poderá realizar, a seu exclusivo critério, oferta de resgate antecipado da totalidade das Debêntures da Primeira Série, observado o disposto abaixo, ou das Debêntures da Segunda Série, endereçadas a todos os Debenturistas da Primeira Série ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, sendo assegurado a todos os Debenturistas, sem distinção, igualdade de condições para aceitar o resgate das Debêntures por eles detidas, nos termos da presente Escritura de Emissão e das demais legislações aplicáveis, incluindo, mas não se limitando, a Lei das Sociedades por Ações e as regras expedidas ou a serem expedidas pelo CMN. Para as Debêntures da Primeira Série, a Companhia deverá observar o prazo previsto na regulamentação vigente, conforme disposto na Lei 12.431, Decreto 8.874 e na Resolução CMN 4.476, ou em quaisquer outras leis ou regras que as venham substituir e/ou complementar, e, para as Debêntures da Segunda Série, a oferta de resgate antecipado total poderá ser realizada a qualquer tempo, a exclusivo critério da Emissora

O valor a ser pago aos Debenturistas da Primeira Série ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, na hipótese de realização do resgate antecipado será equivalente ao Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da Primeira Série ou Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, acrescido (i) da Remuneração da respectiva série devida na data de resgate e ainda não paga até a data do resgate, calculada pro rata temporis desde a data da primeira integralização das Debêntures da Primeira Série ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, ou a Data de Pagamento de Remuneração da Primeira Série ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento; e (ii) de eventual prêmio de resgate a ser oferecido aos Debenturistas da Primeira Série ou das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso, a exclusivo critério da Emissora

Amortização Extraordinária Facultativa. Sujeito ao atendimento das condições abaixo, a Emissora poderá realizar a amortização extraordinária facultativa limitada a 98% (noventa e oito por cento) do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série, que deverá abranger, proporcionalmente, todas as Debêntures da Segunda Série, a seu exclusivo critério e independentemente da anuência dos Debenturistas da Segunda Série, a partir do 3º (terceiro) ano de vigência das Debêntures da Segunda Série, mediante o envio da Comunicação de Amortização Extraordinária

18.12 - Outras informações relevantes

Facultativa, com antecedência mínima de 5 (cinco) Dias Úteis contados da data prevista para realização da referida amortização

A Amortização Extraordinária Facultativa será realizada mediante o pagamento (i) do respectivo Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, (ii) da Remuneração Segunda Série, calculada pro rata temporis desde a primeira data de integralização (ou desde a última Data de Pagamento da Remuneração Segunda Série, conforme o caso) até a data da efetiva Amortização Extraordinária Facultativa, (iii) de eventuais Encargos Moratórios e (iv) de prêmio de amortização correspondente a 0,30% (trinta centésimos por cento) ao ano incidente sobre os valores indicados nos itens (i) e (ii) ("Prêmio de Amortização Extraordinária Facultativa" e "Valor da Amortização Extraordinária Facultativa"). O percentual do Prêmio de Amortização Extraordinária Facultativa descrito no item (iv) acima será aplicado de acordo com a fórmula abaixo e pago integralmente na data do Data da Amortização Extraordinária Facultativa:

$\text{Prêmio} = 0,30\% \times (\text{DD})/252$

Sendo:

DD = quantidade de Dias Úteis entre a Data do Resgate Antecipado Facultativo Total, inclusive, e a Data de Vencimento Segunda Série, exclusive

Observado o disposto nos itens, a Amortização Extraordinária Facultativa somente poderá ocorrer mediante o envio de comunicação individual a todos os Debenturistas da Segunda Série, com cópia para o Agente Fiduciário, ou publicação de Anúncio da Emissora dirigida aos Debenturistas da Segunda Série nos termos da Cláusula 4.5.1.3 abaixo ("Comunicação de Amortização Extraordinária Facultativa"), com antecedência mínima de 5 (cinco) Dias Úteis contados da data prevista para realização da efetiva Amortização Extraordinária Facultativa ("Data da Amortização Extraordinária Facultativa"), que deverá, necessariamente, ser um Dia Útil. Na Comunicação de Amortização Extraordinária Facultativa deverão constar (i) a Data da Amortização Extraordinária Facultativa; e (ii) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização da Amortização Extraordinária Facultativa.

A Amortização Extraordinária Facultativa deverá ser comunicada à CETIP, ao Banco Liquidante e ao Escriturador com antecedência mínima de 3 (três) Dias Úteis da Data da Amortização Extraordinária Facultativa.

O pagamento da Amortização Extraordinária Facultativa será feito (i) por meio dos procedimentos adotados pela CETIP para as Debêntures da Segunda Série custodiadas eletronicamente na CETIP; e/ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas da Segunda Série a ser realizado pelo Banco Liquidante e/ou pelo Escriturador, no caso de Debêntures da Segunda Série que não estejam custodiadas eletronicamente na CETIP.

A Emissora não poderá, voluntariamente, realizar a Amortização Extraordinária Facultativa das Debêntures da Primeira Série.

19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria

19.3 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.
--

A Companhia não possui valores mobiliários em tesouraria nem planos de recompra.

20.2 - Outras informações relevantes

20.2 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes

Todas as informações pertinentes à política de negociação de valores mobiliários já foram divulgadas no Formulário de Referência da nossa controladora CPFL Energia.

21.4 - Outras informações relevantes

21.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes
--

Todas as informações pertinentes à política de divulgação de informações já foram divulgadas no Formulário de Referência da nossa controladora CPFL Energia.