

# Índice

---

## 1. Responsáveis pelo formulário

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis	1
---	---

## 2. Auditores independentes

2.1/2.2 - Identificação e remuneração dos Auditores	2
2.3 - Outras informações relevantes	3

## 3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras	4
3.4 - Política de destinação dos resultados	5
3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas	7
3.7 - Nível de endividamento	8
3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento	9
3.9 - Outras informações relevantes	10

## 4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco	11
4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco	19
4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes	20
4.5 - Processos sigilosos relevantes	30
4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto	31
4.7 - Outras contingências relevantes	32
4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados	33

## 5. Risco de mercado

5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado	34
5.4 - Outras informações relevantes	37

## 6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM	38
---	----

## Índice

6.3 - Breve histórico	39
6.5 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas	41
6.6 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial	42
6.7 - Outras informações relevantes	43
<b>7. Atividades do emissor</b>	
7.1 - Descrição das atividades do emissor e suas controladas	44
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais	50
7.8 - Relações de longo prazo relevantes	51
7.9 - Outras informações relevantes	52
<b>8. Grupo econômico</b>	
8.1 - Descrição do Grupo Econômico	64
8.2 - Organograma do Grupo Econômico	65
8.3 - Operações de reestruturação	66
8.4 - Outras informações relevantes	67
<b>9. Ativos relevantes</b>	
9.2 - Outras informações relevantes	68
<b>10. Comentários dos diretores</b>	
10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais	69
10.2 - Resultado operacional e financeiro	87
10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras	93
10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor	94
10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor	97
10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras	98
10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras	99
10.10 - Plano de negócios	100
10.11 - Outros fatores com influência relevante	101

## Índice

---

### 11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas	102
11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas	103

### 12. Assembleia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa	104
12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76	106
12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal	107
12.7 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração	110
12.12 - Outras informações relevantes	111

### 13. Remuneração dos administradores

13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	112
13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária	115
13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal	116
13.13 - Percentual na remuneração total devido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores	117
13.16 - Outras informações relevantes	118

### 15. Controle

15.1 / 15.2 - Posição acionária	120
15.3 - Distribuição de capital	149
15.7 - Outras informações relevantes	150

### 16. Transações partes relacionadas

16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas	151
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	158

### 17. Capital social

17.1 - Informações sobre o capital social	160
---	-----

## Índice

17.5 - Outras informações relevantes	161
<b>18. Valores mobiliários</b>	
18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos	162
18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação	164
18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros	165
18.8 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor	166
18.10 - Outras informações relevantes	167
<b>19. Planos de recompra/tesouraria</b>	
19.4 - Outras informações relevantes	173
<b>20. Política de negociação</b>	
20.2 - Outras informações relevantes	174
<b>21. Política de divulgação</b>	
21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações	175
21.2 - Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para sua disseminação e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas	176
21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações	177
21.4 - Outras informações relevantes	178
<b>22. Negócios extraordinários</b>	
22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor	179
22.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor	180
22.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais	181
22.4 - Outras informações relevantes	182

## 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**

**(Cargo Vago, conforme deliberação em RCA de 29/09/2015)**

**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

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

<b>Possui auditor?</b>	SIM
<b>Código CVM</b>	385-9
<b>Tipo auditor</b>	Nacional
<b>Nome/Razão social</b>	Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes
<b>CPF/CNPJ</b>	49.928.567/0001-11
<b>Período de prestação de serviço</b>	12/03/2012
<b>Descrição do serviço contratado</b>	Auditoria das Demonstrações Financeiras para o exercício social findo em 31/12/2014, 31/12/2013 e 31/12/2012 e revisão especial das informações trimestrais destes exercícios, incluindo serviços de revisão da Declaração de Imposto de Renda. Além disso, foram prestados serviços referentes a assegurar sobre cumprimento de covenants financeiros, trabalhos requeridos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e procedimentos previamente acordados.
<b>Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço</b>	A remuneração total paga à Deloitte no exercício de 2014 foi de R\$ 876 mil, dos quais os valores de (i) R\$ 619 mil referem-se ao serviço de auditoria das demonstrações contábeis e revisão das informações intermediárias; (ii) R\$ 14 mil referem-se a revisão de Declaração de Imposto de Renda; (iii) R\$ 71 mil referem-se a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias; (iv) R\$ 57 mil referem-se a assegurar sobre cumprimento de covenants financeiros; (v) R\$ 37 mil referem-se a procedimentos previamente acordados e (vi) R\$ 78 mil referem-se a trabalhos de revisão da conta de compensação de variação de valores de itens da Parcela A (CVA) requerida pela ANEEL.
<b>Justificativa da substituição</b>	Não aplicável, uma vez que não houve substituição dos auditores.
<b>Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor</b>	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

Conforme previsto no estatuto social da Companhia, a deliberação sobre a seleção ou destituição dos auditores externos da Companhia é de competência do Conselho de Administração. A Companhia adota a prática de não contratação dos auditores independentes para a prestação de serviços que não sejam relacionados à auditoria.

Conforme divulgado em Comunicado ao Mercado em 16 de novembro de 2011, a Companhia, em atendimento ao disposto no Artigo 31 da Instrução CVM nº 308/99, o qual determina a rotatividade dos auditores independentes a cada período de cinco anos, comunicou aos seus acionistas e ao mercado que, na reunião 16 de novembro de 2011 o Conselho de Administração aprovou a contratação da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes. A Deloitte iniciou suas atividades a partir da revisão das informações trimestrais (ITRs) do primeiro trimestre de 2012 e encerrará com as demonstrações financeiras anuais de 2014. A KPMG concordou com a substituição. 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 Companhia contratou a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes (Deloitte) para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras. Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que essa empresa de auditoria não prestou, em 2014, 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 2014, a Deloitte prestou além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços relacionados à auditoria:

<b>Natureza</b>	<b>Data do contrato</b>	<b>Duração</b>	<b>Valor</b>	<b>Percentual do total contrato de auditoria</b>
Revisão DIPJ	12/03/2012	Ano calendário 2014	13.671,31	2%
Auditoria de itens financeiros e da conta de compensação de valores de itens da parcela "A" (CVA)	12/03/2012	Ano calendário 2014	77.677,53	8%
Auditoria para as Demonstrações Contábeis Regulatórias	31/03/2014	Média de 5 meses	71.473,95	8%
Asseguração sobre o cumprimento de covenants financeiros	09/05/2014	Ano calendário 2014	56.879,19	6%
Laudos Contábeis	12/03/2014	5 meses	36.925,00	4%
			<b>256.626,98</b>	<b>29%</b>

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 2014.

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

### 3.1 - Informações Financeiras

(Reais)

Exercício social (31/12/2014)

Exercício social (31/12/2013)

Exercício social (31/12/2012)

---

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

	<b>31.12.2014</b>	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
<b>a) Regras sobre retenção de lucros</b>	<p>De acordo com a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações") e com o Estatuto Social da Companhia, o lucro líquido do exercício terá obrigatoriamente a seguinte destinação:</p> <p>a) 5% (cinco por cento) para a formação da reserva legal, até atingir 20% (vinte por cento) do capital social subscrito;</p> <p>b) pagamento de dividendo obrigatório;</p> <p>c) o lucro remanescente, ressalvada deliberação em contrário da Assembleia Geral, será destinado à formação de reserva de reforço de capital de giro, cujo total não poderá exceder o valor do capital social subscrito.</p> <p>A Lei das Sociedades por Ações estabelece que a Assembleia Geral poderá, por proposta do Conselho de Administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado.</p> <p>Em 2014, amparada na 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 constituiu 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 da</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 2012, nos termos do artigo 196 da Lei 6.404/76, a Companhia constituiu Reserva de Retenção de Lucros para Investimento, de forma a assegurar o programa de investimento da Companhia. Tal reserva será realizada mediante a alienação desses ativos ou através da indenização que será recebida pela Companhia no final do prazo de sua concessão.</p>

### 3.4 - Política de destinação dos resultados

		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".	
<b>b) Valores das Retenções de Lucros</b>	Retenção de lucros para investimentos, constituída em 2014: R\$ 46.890.000,00; Reserva estatutária – ativo financeiro da concessão: saldo R\$ 37.041.804,78	Reserva estatutária – ativo financeiro da concessão: saldo R\$ 20.817.027,22	R\$ 52.440.860,06
<b>c) Regras sobre distribuição de dividendos</b>	<p>O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de, no mínimo, 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.</p> <p>Conforme já descrito acima, em 2014, a companhia constituiu uma reserva de retenção de lucros para investimentos de forma a assegurar o plano de investimentos para expansão e preservação do negócio da Companhia no montante de R\$ 46.890.000,00.</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, os dividendos serão mantidos no patrimônio líquido, em conta de "Dividendo adicional proposto", em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das referidas demonstrações financeiras.</p>		
<b>d) Periodicidade das distribuições de dividendos</b>	<p>O Estatuto Social da Companhia estabelece que o dividendo poderá ser pago antecipadamente a título de "dividendos intermediários", podendo ser declarado por períodos menores, inclusive semestralmente, se determinados pelo Conselho de Administração.</p> <p>Historicamente, a Companhia vem distribuindo dividendos semestralmente.</p>		
<b>e)Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou regulamentação especial aplicável ao emissor, assim como contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais</b>	<p>A Companhia 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.</p> <p>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.</p>		

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

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

	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
De resultado de exercícios anteriores retidos	-	-	26.249.822,83

**3.7 - Nível de endividamento**

<b>Exercício Social</b>	<b>Soma do Passivo Circulante e Não Circulante</b>	<b>Tipo de índice</b>	<b>Índice de endividamento</b>	<b>Descrição e motivo da utilização de outro índice</b>
<b>31/12/2014</b>	2.413.846.000,00	Índice de Endividamento	1,78452709	

**3.8 - Obrigações de acordo com a natureza e prazo de vencimento**

<b>Exercício social (31/12/2014)</b>					
<b>Tipo de dívida</b>	<b>Inferior a um ano</b>	<b>Um a três anos</b>	<b>Três a cinco anos</b>	<b>Superior a cinco anos</b>	<b>Total</b>
<b>Garantia Real</b>	62.519.000,00	123.024.000,00	83.734.000,00	33.880.000,00	303.157.000,00
<b>Quirografárias</b>	714.043.000,00	513.243.000,00	732.873.000,00	150.530.000,00	2.110.689.000,00
<b>Total</b>	776.562.000,00	636.267.000,00	816.607.000,00	184.410.000,00	2.413.846.000,00

**Observação**

A separação dos valores das obrigações do emissor em função das garantias atreladas utilizaram as categorias garantia real, garantia flutuante e quirografária:  
 Garantias reais: referem-se a recebíveis, vinculação de receitas, direitos creditórios, vinculação de bens próprios, alienação fiduciária e cessão fiduciária e penhor de quotas;  
 Garantias flutuantes: 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, exceto quando indicado de outra forma).

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

#### a. ao emissor;

***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 de nossa estrutura de custos cujo controle de preços não gerenciamos, tais como o custo da energia elétrica que compramos e os encargos de uso da rede de transmissão e distribuição, bem como os encargos setoriais, que são compulsórios. Ademais, a ANEEL realiza a revisão periódica a cada cinco anos, a qual tem por finalidade de reposicionar as tarifas, bem como determinar um fator de redução baseado em nossa eficiência operacional que é aplicado nos processos de reajustes tarifários anuais subsequentes, cujo objetivo é compartilhar quaisquer ganhos correlatos com nossos consumidores. Estamos, ainda, sujeitos a uma revisão extraordinária de nossas tarifas, o que poderá afetar negativamente nossos resultados de operação ou posição financeira.

Não há certeza de que a ANEEL irá estabelecer tarifas que nos beneficiem, tendo em vista as alterações na metodologia de cálculo utilizada pela ANEEL na revisão tarifária periódica. Através da Resolução nº 457/2011, a ANEEL definiu a metodologia aplicável para os anos de 2011 a 2014 referente ao terceiro ciclo de revisão tarifária periódica, que afetou negativamente nossa condição financeira e resultados operacionais. Adicionalmente, à medida que qualquer um desses reajustes não seja concedido pela ANEEL em tempo hábil, nossa situação financeira e o resultado de operações poderão ser adversamente afetados.

A metodologia a ser aplicada para os anos de 2015 a 2018 está atualmente sob audiência pública, cuja conclusão está prevista para o primeiro semestre de 2015.

***Nós podemos ser penalizados pela ANEEL se não cumprirmos com os termos contidos no nosso contrato de concessão, que podem nos acarretar multas, outras penalidades e, dependendo 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 aplicáveis incluem:

- advertências;
- multas, sendo que cada multa está limitada a no máximo 2,0% da receita da concessão no exercício financeiro anterior à data da infração;
- embargo à construção de novas instalações e equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- 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.

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

Ademais, o governo brasileiro detém poderes para extinguir a nossa concessão por meio de desapropriação por motivos de interesse público.

Atualmente estamos cumprindo com todas as condições relevantes de nosso contrato de concessão. No entanto, não podemos garantir que não seremos penalizados pela ANEEL por descumprimentos de nosso contrato de concessão ou que nossa concessão não será revogada no futuro. A indenização a que temos direito na ocorrência de eventual rescisão ou revogação antecipada de nossa concessão pode não ser suficiente para recuperarmos o valor integral de certos ativos. Além disso, caso o nosso contrato de concessão seja rescindido por razões que possam ser atribuídas a nós, o valor efetivo de indenização pelo poder concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou outras penalidades. Por conseguinte, a imposição de multas ou penalidades à nossa Companhia ou a revogação de nossa concessão pode acarretar em efeito adverso relevante sobre a nossa situação financeira e resultados de operações.

***Podemos não ter a capacidade de repassarmos integralmente os custos de nossas compras de energia elétrica e, para satisfazer à nossa demanda, poderíamos ser obrigados a firmar contratos de curto prazo para adquirir energia elétrica a preços consideravelmente mais altos do que em nossos contratos de compra de longo prazo.***

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, um distribuidor de energia elétrica deverá contratar antecipadamente, por meio de licitações públicas, 100% de suas necessidades previstas de energia elétrica para suas respectivas áreas de concessão e está autorizado a repassar até 105% desta energia aos consumidores. As previsões acima ou abaixo da demanda podem gerar impactos adversos. Caso nossa previsão de demanda se mostre incorreta e compremos energia elétrica em quantidade menor ou maior do que nossas necessidades poderemos não ser capazes de realizar o repasse integral dos custos de nossas compras de energia e sermos forçados a acessar o mercado spot para compra ou venda da energia a preços substancialmente maiores ou menores do que aqueles celebrados em contratos de longo prazo. Por exemplo, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece, entre outras limitações, que se nossas projeções ficarem significativamente abaixo de nossa demanda verificada, poderemos ser forçados a adquirir este saldo através do mercado spot. Nossas projeções de demanda de energia elétrica poderão mostrar-se imprecisas, inclusive como resultado da migração entre os diferentes mercados pelos consumidores (regulado e livre). Caso ocorram variações significativas entre a nossa demanda de energia elétrica e a quantidade de energia elétrica efetivamente adquirida, o resultado de nossas operações poderá ser adversamente afetado.

***A construção, ampliação e operação de 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:

- a 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 e de engenharia não previstos;
- aumento nas perdas de energia elétrica, incluindo perdas técnicas e comerciais;
- atrasos operacionais e de construção ou custos superiores ao previsto;
- a incapacidade de vencer leilões do setor de energia elétrica promovidos pela ANEEL; e

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

- indisponibilidade de financiamento adequado.

Se vivenciarmos esses ou outros problemas, poderemos não ser capazes de distribuir energia elétrica em quantidades compatíveis com nossas projeções, o que pode vir a afetar de maneira adversa nossa situação financeira e o resultado das nossas operações.

***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 2015 a 2019. 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 investimentos proposto, sendo que a impossibilidade de fazê-lo pode afetar de maneira adversa e relevante a nossa operação e o desenvolvimento dos nossos negócios.

***Somos responsáveis por quaisquer perdas e danos em decorrência da prestação inadequada de serviços de energia elétrica e 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. Não podemos assegurar que nossas apólices de seguro cobrirão integralmente os danos resultantes da prestação inadequada de serviços de energia, o que poderá nos causar um efeito adverso.

***Nós geramos uma parcela significativa da nossa receita operacional pelo atendimento a consumidores qualificados como "Consumidores Livres", que podem buscar fornecedores alternativos. Podemos enfrentar outros tipos de competição que podem afetar negativamente nossa participação no mercado e as nossas receitas.***

Dentro da nossa área de concessão, outros fornecedores de energia elétrica podem competir conosco na oferta de energia elétrica a certos consumidores qualificados como "Consumidores Livres", aos quais a Companhia pode fornecer energia elétrica apenas de acordo com tarifas reguladas. Estes consumidores qualificados, para tornarem-se Consumidores Livres, podem optar por sair de nosso ambiente regulado de distribuição de energia elétrica depois que expirarem os contratos em vigor, mediante notificação com 6 meses de antecedência, sendo que somente poderão retornar após 5 anos de aviso prévio. Em 31 de dezembro de 2014, fornecemos energia a 2 consumidores qualificados como Livres, que responderam por aproximadamente 0,9% de nossa receita operacional líquida e por aproximadamente 1,5% da quantidade total de energia elétrica vendida pela Companhia. Ademais, outros consumidores, que atendam determinados critérios podem se tornar Consumidores Livres, como por exemplo, consumidores especiais que poderão ser atendidos por fontes renováveis de energia, como pequenas centrais hidroelétricas (PCHs), energia eólica ou biomassa. Em 31 de dezembro de 2014, os consumidores que atendiam a estas condições, num total de 273 consumidores que poderiam escolher seu fornecedor, ou Consumidores Livres Potenciais, responderam por aproximadamente 6,8% das receitas operacionais líquidas e aproximadamente 10,4% da quantidade total de energia elétrica vendida.

Adicionalmente, é possível que nossos grandes consumidores industriais sejam autorizados pela ANEEL a gerar energia elétrica para consumo próprio ou venda a terceiros, caso em que poderão obter uma autorização ou concessão para a geração de energia elétrica em uma determinada área, o que poderia afetar adversamente nossos resultados de operações.

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

Em 31 de dezembro de 2014, tínhamos um endividamento de R\$ 1.688 milhões. Nosso 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 dos demais acionistas***

Em 31 de dezembro de 2014, a ESC Energia S.A. ou ESC, PREVI (através 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 24,33%, 29,99% e 14,87%, respectivamente, do total de ações ordinárias em circulação da nossa controladora CPFL Energia. Bonaire Participações S.A., ou Bonaire, é uma holding controlada por 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. Nossos 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 de nossas assembleias e podem eleger a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração. Nossos acionistas controladores podem dirigir nossas ações em áreas como estratégia de negócios, financeira, distribuição, aquisição e alienação de ativos ou negócios. As decisões de nossos acionistas controladores quanto a estes assuntos podem divergir das expectativas ou preferências de nossos acionistas não controladores, inclusive detentores de nossas ADSs (American Depositary Share).

### **c. a seus acionistas;**

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

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

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 risco associado aos clientes da Companhia está informado no item a, "Nós geramos uma parcela significativa da nossa receita operacional pelo atendimento a consumidores qualificados como "Consumidores Livres", que podem buscar fornecedores alternativos. Podemos enfrentar outros tipos de competição que podem afetar negativamente nossa participação no mercado e as nossas receitas".

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

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

#### ***Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas existentes. As más condições hidrológicas podem afetar nossos resultados de operações.***

Somos dependentes das condições hidrológicas existentes no Brasil, país em que operamos. Em 2014, de acordo com dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico ou ONS, aproximadamente 73% da energia elétrica consumida no Brasil foi fornecida por Usinas Hidrelétricas.

O Brasil está sujeito às condições hidrológicas imprevisíveis, com desvios não cíclicos da média pluviométrica. A fim de compensar as más condições hidrológicas e manter os níveis de segurança nos reservatórios e os níveis de fornecimento de energia elétrica, o ONS poderá despachar Usinas Termoelétricas.

A geração termoelétrica poderá gerar diversos custos adicionais de aquisição de energia quando o ONS despacha Usinas Termoelétricas por ordem de mérito, e de custos extraordinários, como componentes do Encargo de Serviço do Sistema, o ESS, relacionados a segurança energética, ou ESS-SE, quando essas usinas são despachadas fora da ordem de mérito. Esses custos adicionais poderão ser repassados pelos distribuidores aos consumidores por meio de aumentos na tarifa nos ajustes anuais futuros ou revisões periódicas, conforme permitido pela autoridade regulatória. 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 são reajustadas apenas mais tarde.

Em janeiro de 2015, o setor elétrico começou a implementar um mecanismo de "bandeiras tarifárias" mensais, em que as faturas dos consumidores podem estar sujeitas a acréscimos tarifários mensais, quando os custos de fornecimento atinjam 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 relativa do período. Devido às condições hidrológicas desfavoráveis observadas desde 2013, bandeiras tarifárias vermelhas têm sido aplicadas 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 termoelétrica, 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 nosso negócio e resultados de operações.***

Períodos de precipitação pluviométricas baixas ou extremamente baixas que resultam em escassez de energia elétrica podem afetar adversamente nossa condição financeira e resultados operacionais. Por exemplo, durante o período de baixa precipitação pluviométrica dos anos de 2000 e 2001, o governo brasileiro instituiu o Programa de Racionamento, um programa de redução do consumo de energia elétrica que esteve em vigor de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002. O Programa de Racionamento estabeleceu limites para o consumo de energia elétrica para consumidores industriais, comerciais e residenciais, que variavam de 15,0% a 25,0% de redução no consumo de energia. Caso o Brasil experimente outra escassez de energia elétrica (situação que pode ocorrer e sob a qual não temos possibilidade de controlar ou prever), o governo brasileiro poderá implementar políticas similares ou outras no futuro para fazer frente à escassez. Por exemplo, programas abrangentes de conservação de energia elétrica, incluindo reduções compulsórias no consumo poderão ser implementados caso as condições hidrológicas desfavoráveis não possam ser compensadas, na prática, por outras fontes de energias, como Usinas Termoelétricas, assim resultando em um menor suprimento de energia elétrica para o mercado brasileiro.

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

Em 31 de dezembro de 2014, aproximadamente 62,2% do nosso endividamento total eram denominados em Reais e atrelados às taxas do mercado financeiro brasileiro ou a índices de inflação, ou, ainda, estavam sujeitos às taxas flutuantes de juros. Os 37,8% restantes do nosso endividamento total eram denominados em dólares norte-americanos, em grande parte, vinculados a *swaps* cambiais que os convertiam em reais. Adicionalmente, compramos energia da usina Hidroelétrica de Itaipu, cujo custo está atrelado à variação cambial do dólar norte-americano. Anualmente, no momento do reajuste tarifário, nossas tarifas são reajustadas para contemplar os ganhos ou perdas na aquisição desta energia. Desse modo, se esses índices ou taxas aumentarem ou se o dólar norte-americano apreciar em relação ao real, nossas despesas financeiras aumentarão.

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

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

***O governo brasileiro tem exercido e continua a exercer influência significativa sobre a economia brasileira. Este envolvimento, bem como as condições políticas e econômicas brasileiras poderiam afetar adversamente nosso negócio e o preço de negociação de ADSs e ações ordinárias de nossa controladora.***

O governo brasileiro frequentemente intervém na economia brasileira e, de tempos em tempos, introduz mudanças significativas na política e nas regulamentações. As ações do governo brasileiro de controlar a inflação e outras políticas e regulamentação 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 de operações podem ser adversamente afetados por mudanças na política ou regulamentação nos níveis federal, estadual e municipal que envolvam ou afetem fatores como:

- taxas de juro;
- política monetária;
- variações cambiais;
- inflação;
- liquidez dos mercados de capital e empréstimos;
- políticas tributárias;
- alterações em leis trabalhistas;
- regulamentações ambientais em nosso setor;
- taxas de câmbio e controles e restrições sobre remessas para o exterior, como aquelas brevemente impostas em 1989 e começo de 1990; e
- Outros desenvolvimentos políticos, sociais ou econômicos que afetaram o Brasil.

Não podemos garantir que o governo brasileiro continuará com as políticas econômicas atuais, ou que alguma mudança implementada pelo governo brasileiro não afetará, direta ou indiretamente, nosso negócio e resultado de nossas operações.

Mais informações sobre os principais fatores de risco de mercado que afetam nosso negócio consulte item 5.1 deste Formulário de Referência.

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

As condições políticas atuais no Brasil podem afetar a confiança dos investidores e ao público em geral assim como o desenvolvimento da economia. Incertezas relacionadas com a política de administração presidencial futura e indicações para posições importantes, assim como as investigações em curso sobre suposta corrupção em companhias estatais podem afetar a confiança dos investidores e do público em geral. Também pode ter um efeito adverso na economia brasileira, nos nossos negócios, condição financeira, resultado das operações e no preço de mercado de nossas ações ordinárias e ADSs da nossa controladora CPFL Energia.

***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.***

Durante as últimas décadas, o real sofreu variações frequentes e substanciais em relação ao dólar norte-americano e às moedas estrangeiras. Em 31 de dezembro de 2012, 2013 e 2014, a taxa de câmbio do real em relação ao dólar norte-americano foi de R\$2,044, R\$2,343 e R\$2,656 por US\$1,00, respectivamente. Em 15 de maio de 2015, a taxa de câmbio era de R\$2,989 por US\$1,00. O real poderá ainda se depreciar em comparação com o dólar norte-americano no futuro.

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

A depreciação do Real eleva o custo de serviço de nossa dívida em moeda estrangeira e os custos de aquisição de energia elétrica da Hidroelétrica de Itaipu, uma usina hidroelétrica que é uma de nossas principais fornecedoras e que corrige os preços de energia elétrica parcialmente com base em seus custos em 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 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 de nosso negócio, nossas condições financeiras e resultados de operações.

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

Mais informações qualitativas e quantitativas em relação à instabilidade de taxa de câmbio que afetam nosso negócio consulte item 5.1 deste Formulário de Referência.

### ***Esforços do governo para combater a inflação podem impedir o crescimento da economia brasileira e poderiam 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 2014, a SELIC no Brasil variou entre 7,25% a.a. e 17,25% a.a atingindo sua maior baixa (7,25%) ao final de 2012. Em 15 de maio de 2015, a SELIC foi de 13,25%. A inflação e as medidas adotadas pelo governo brasileiro para combatê-la, principalmente por meio do Banco Central do Brasil, tiveram e poderão ter efeitos significativos na economia brasileira e em nosso negócio no futuro. Políticas de restrição monetária com altas taxas de juros podem restringir o crescimento do Brasil e a disponibilidade de crédito. Inversamente, políticas governamentais e do Banco Central do Brasil mais brandas e a diminuição das taxas de juros podem desencadear o aumento da inflação, e consequentemente, a maior volatilidade do crescimento e necessidade de aumentos imprevistos e substanciais na taxa de juros, o que poderá afetar negativamente nosso negócio. Adicionalmente, se o Brasil vivenciar novamente aumento de índices de inflação, poderemos não conseguir corrigir as tarifas que cobramos de nossos consumidores para compensar os efeitos da inflação sobre nossa estrutura de custos.

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

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

Nosso negócio está sujeito a extensa regulação de várias autoridades regulatórias brasileiras, particularmente a Agência Nacional de Energia Elétrica, ou ANEEL. A ANEEL regula e supervisiona vários aspectos de 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 de nossa estratégia de crescimento, como nosso negócio, 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 atraso na revisão e implementação de novas tarifas anuais.

Caso mudanças regulatórias exijam que conduzamos nosso negócio de maneira substancialmente diferente de nossas operações atuais, nossas operações e resultados financeiros podem ser adversamente afetados.

### ***Não podemos assegurar a renovação de nossa concessão.***

Conduzimos nossa atividade de distribuição nos termos de contrato de concessão firmados com o governo brasileiro. O alcance da duração de nossa concessão é de 30 anos, com a data de expiração em 2027, com opção de renovação por no máximo igual período.

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

A Constituição Federal da República Federativa do Brasil requer que todas as concessões relativas a serviços públicos sejam outorgadas por meio de oferta pública. 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 oferta pública, desde que a concessionária tenha atendido aos padrões mínimos de desempenho e que a proposta seja, por outro lado, aceitável para o governo brasileiro. O governo brasileiro possui considerável discricionariedade, nos termos da Lei nº 8.897/95, ou Lei de Concessões e de contratos de concessão, com relação à renovação das concessões.

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

O governo brasileiro implementou mudanças fundamentais na regulação do setor elétrico na 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. O resultado do processo legal é difícil de ser previsto, porém ele pode ter um impacto adverso em todo o setor energético, incluindo nosso negócio e resultados de nossas operações.

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

Nossa atividade esta sujeita a legislação federal, estadual e municipal abrangentes 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 atendamos a regulamentação aplicável. Essas medidas poderão incluir, entre outras coisas, a imposição de multas e a revogação de licenças. É possível que um aumento no rigor da regulamentação ambiental e de saúde nos force a direcionar os nossos investimentos para atender essa regulamentação e, conseqüentemente, desviar recursos dos investimentos planejados. Tal desvio pode afetar de maneira adversa 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.

## 4.2 - Comentários sobre expectativas de alterações na exposição aos fatores de risco

**4.2 Em relação a cada um dos riscos acima mencionados, caso relevantes, comentar sobre eventuais expectativas de redução ou aumento na exposição do emissor a tais riscos.**

Os riscos apresentados no item 4.1 são constantemente monitorados pela Companhia. A Companhia não espera que haja redução ou aumento relevantes em sua exposição aos riscos descritos anteriormente.

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

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma).

**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:**

No processo de análise de relevância, a Companhia não se deteve somente nos potenciais efeitos econômicos e financeiros de uma decisão desfavorável, como também aqueles processos em que a imagem da Companhia possa ser afetada de maneira adversa.

#### PROCESSOS FISCAIS

##### 1) IRPJ/CSLL

Processo Fiscal nº 5012003-49.2012.404.7107 – IRPJ / CSLL	
a) Juízo	Vara Federal de Execuções Fiscais e Criminais 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\$ 448.307
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. Este fato causaria relevante impacto no resultado do exercício da Companhia, representando cerca de 16,9% de nossa Receita Líquida, porém sem comprometer suas operações futuras.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

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

<b>Processo Fiscal nº 11020.721280/2013-02– IRPJ / CSLL</b>	
a) Juízo	Conselho de Administração de Recursos Fiscais (CARF)
b) Instância	2ª Instância (Administrativa)
c) Data de instauração	09/05/2013
d) Partes no processo	RGE x Delegado da Receita Federal em Caxias do Sul/RS
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 223.342
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. Este fato causaria relevante impacto no resultado do exercício da Companhia, representando cerca de 8,4% de nossa Receita Líquida, porém sem comprometer suas operações futuras.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

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

<b>Processo nº 11020.722512/2011-70 - IRPJ</b>	
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\$ 51.315
f) Principais fatos	Auto de infração objetivando a cobrança do débito de IRPJ relativo aos anos-calendários de 2006 e 2007. O saldo do prejuízo fiscal de 2006 e 2007 é fruto dos resultados apurados pela RGE entre 1993 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 a amortização de ágio, e a exclusão de receitas da base de cálculo do contribuinte entre 1993 e 2003. Atualmente, aguarda-se julgamento do Recurso Especial apresentado pela empresa.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Processo em esfera administrativa: em caso de perda, é passível de julgamento em esfera judicial. Em caso de perda em esfera judicial, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 51.315, que representa cerca de 1,9% de nossa Receita Líquida.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

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

<b>Processo nº 11020.722513/2011-14 - CSLL</b>	
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\$ 14.528
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
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\$ 14.528, que representa cerca de 0,5% de nossa Receita Líquida.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

**4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes****2) Revisão DIPJ**

<b>Processo: Termo de intimação Fiscal nº 081/2009 - 11080.007273/2009-03 e 11080.007274/2009-40</b>	
a) Juízo	Conselho Administrativo de Recursos Especiais (CARF)
b) Instância	Especial (administrativa)
c) Data de instauração	19/10/2009
d) Partes no processo	RGE X SECRETARIA DA RECEITA FEDERAL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	R\$ 49.449
f) Principais fatos	Trata-se do Termo de Intimação Fiscal nº. 081/2009 Revisão DIPJ, que engloba 02 processos administrativos: a) 11080.007273/2009-03 – em 30/10/2009, a RGE sofreu lavratura de auto de infração, que visa obter valores de IRPJ, discutindo o montante de prejuízo fiscal utilizado em 2004. Assunto já em discussão no processo administrativo 11080.009008/2004-47; e, b) 11080.007274/2009-40 – em 30/10/2009, a RGE sofreu lavratura de auto de infração, que visa obter valores de CSLL, discutindo o montante de base de cálculo negativa de CSLL utilizado em 2004. Assunto já em discussão no processo administrativo 11080.009008/2004-47. Impugnação julgada improcedente. Apresentado recurso pela RGE, que restou julgado improcedente. Foram apresentados embargos de declaração, os quais foram parcialmente providos para reduzir a autuação 11080.007274/2009-40, sendo que o auto 11080.009008/2004-47, atualmente, aguarda Recurso especial perante a Câmara Superior de Recursos Fiscais.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Processo em esfera administrativa: em caso de perda, é passível de julgamento em esfera judicial. Em caso de perda em esfera judicial, o impacto será de desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia no valor de R\$ 49.449, que representa cerca de 1,9% de nossa Receita Líquida.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

**4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes****PROCESSOS CÍVEIS****1) MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL**

<b>Processo nº 2007.71.07.005723-0</b>	
a) Juízo	VARA FEDERAL DE CAXIAS DO SUL
b) Instância	3ª Instância
c) Data de instauração	25/10/2007
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 interposta pelo Ministério Público Federal tendo em vista o possível aumento das tarifas de energia elétrica através da Recomposição Tarifária Extraordinária ("RTE"). Aduz ser abusiva a cobrança de 2,9% para os consumidores residenciais e 7,9% para os demais consumidores. Nesse passo requer que (i) sejam declarados nulos quaisquer encargos autorizados pela ANEEL que incidiram, ou, estejam incidindo, sobre as contas/faturas dos consumidores-usuários de qualquer categoria dos serviços de energia elétrica da RGE na circunscrição judiciária de Caxias do Sul a título de RTE; (ii) condenar a RGE a devolver os valores indevidamente cobrados dos consumidores da circunscrição judiciária de Caxias do Sul, devidamente corrigidos desde a data de cada pagamento, o que deverá ser efetivado mediante compensação nas faturas de energia elétrica e por ressarcimento na via administrativa para aqueles que deixaram de ser consumidores da RGE, devendo consignar nas faturas que a devolução decorre de decisão judicial em ação civil pública; e, (iii) condenar às rés, solidariamente, em multa diária de R\$50.000,00 pelo descumprimento de quaisquer ordens judiciais, sem prejuízo da responsabilidade civil e criminal dos que derem causa ao ato. Sentença e acórdão favorável à RGE. Recurso Especial pelo Ministério Público Federal inadmitido. Agravo interposto pelo MPF inadmitido, com trânsito em julgado da sentença em novembro/2014.
g) Chance de perda	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

**4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes****2) DEFENSORIA PÚBLICA do Estado do Rio Grande do Sul**

<b>Processo nº 013/1.05.0009261-5</b>	
a) Juízo	1.ª VARA CÍVEL DE ERECHIM
b) Instância	2ª Instância
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	Remota
h) Análise do impacto em caso de perda	Desembolso de caixa e registro no resultado contábil da Companhia
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

**4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes****3) MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL**

<b>Processo nº 2000.71.07.003104-0</b>	
a) Juízo	VARA FEDERAL DE CAXIAS DO SUL
b) Instância	3ª Instância
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
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

**4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes****4) MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL**

<b>Processo Cível nº 5012945-73.2010.404.7100</b>	
a) Juízo	3. <sup>a</sup> Vara Cível de Porto Alegre
b) Instância	1 <sup>a</sup> 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.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

**5) ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL**

<b>Processo Cível nº 3709601-03.2005.8.21.0001</b>	
a) Juízo	7 <sup>a</sup> Vara da Fazenda
b) Instância	1 <sup>a</sup> 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
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

**4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes****6) ABRADDEE – ANEEL**

<b>Processo Cível nº 2002.34.00.039564-0</b>	
a) Juízo	3ª Vara Federal
b) Instância	1ª Instância
c) Data de instauração	12/12/2002
d) Partes no processo	ABRADDEE X ANEEL
e) Valores, bens ou direitos envolvidos	Neste momento, não é possível estimar os valores envolvidos no processo.
f) Principais fatos	A Companhia, bem como outras empresas brasileiras de distribuição, por meio da 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. Aguarda-se prolação de sentença.
g) Chance de perda	Possível
h) Análise do impacto em caso de perda	Pagamento de honorários de sucumbência visto se tratar de processo ativo.
i) Valor provisionado	Não há provisão para este caso

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

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

Todos os processos relevantes foram divulgados nos itens anteriores.

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

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma).

**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:**

##### CLASSE TRABALHISTA

###### AÇÕES TRABALHISTAS - TERCEIRIZADA

Valores envolvidos	R\$ 57.508
Valor provisionado	R\$ 5.326
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.

###### AÇÕES TRABALHISTAS – HORAS EXTRAS

Valores envolvidos	R\$ 61.372
Valor provisionado	R\$ 15.739
Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência	Ações em que o reclamante pleiteia o recebimento de horas extras não pagas, ou pagas de forma incorreta.

##### CLASSE CÍVEL

###### AÇÕES RELATIVAS A CONVÊNIOS DE DEVOLUÇÃO

Valores envolvidos	R\$ 13.292
Valor provisionado	R\$ 6.000
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.

###### Cível – (Acidentes / Eletroplessão)

Valores envolvidos	R\$ 32.229
Valor provisionado	R\$ 10.444
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.

###### Cível: Majoração Tarifária

Valores envolvidos	R\$ 195
Valor provisionado	R\$ 134
Práticas do emissor ou da Companhia que causou tal contingência	Trata-se de pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38 e 45, de 1986.

## 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;**

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

**d. outras questões do interesse dos investidores.**

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

## 5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma).

### 5.1 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.

Estrutura do gerenciamento de risco:

Compete ao Conselho de Administração da controladora orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais, exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de riscos adotado pela Companhia. A Diretoria Executiva tem a atribuição de desenvolver os mecanismos para mensurar o impacto das exposições e probabilidade de ocorrência, acompanhar a implantação das ações para mitigação dos riscos e dar ciência ao Conselho de Administração. Para auxiliá-la neste processo existe: i) o Comitê Corporativo de Gestão de Riscos, com a missão de auxiliar na identificação dos principais riscos de negócios, contribuir nas análises de mensuração do impacto e da probabilidade e na avaliação das ações de mitigação endereçadas; ii) a Diretoria de Gestão de Riscos e Controles Internos, responsável pelo desenvolvimento do modelo de Gestão Corporativa de Riscos para o Grupo CPFL no que tange à estratégia (política, direcionamento e mapa de riscos), processos (planejamento, mensuração, monitoramento e reporte), sistemas e governança.

A política de gerenciamento de risco foi estabelecida para identificar, analisar e tratar os riscos enfrentados pela Companhia, que inclui revisões do modelo adotado sempre que necessário para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades objetivando o desenvolvimento de um ambiente de controle disciplinado e construtivo.

O Conselho de Administração no seu papel de supervisão conta ainda com o apoio do Comitê de Processo de Gestão da controladora na orientação dos trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento. A Auditoria Interna realiza tanto revisões regulares como *ad hoc* para assegurar o alinhamento dos processos às diretrizes e estratégias dos acionistas e da Administração.

Ao Conselho Fiscal da controladora compete, entre outros, certificar que a Administração tem meios para identificar preventivamente e por meio de um sistema de informações adequado, (a) os principais riscos aos quais a Companhia está exposta, (b) sua probabilidade de materialização e (c) as medidas e os planos adotados.

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

**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. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está substancialmente coberta por operações financeiras de *swap*, o que permitiu à Companhia trocar os riscos originais da operação para o custo relativo à variação do CDI. A quantificação deste risco está apresentada na nota 30 de nossas demonstrações financeiras de 2014. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege as empresas de eventuais perdas.

**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. A Companhia tem buscado aumentar a participação de empréstimos pré-indexados ou atrelados à indicadores com menores taxas e baixa flutuação no curto e longo prazo. A quantificação deste risco está apresentada na nota 30 de nossas demonstrações financeiras de 2014.

**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. Este risco é avaliado pela Companhia como baixo, tendo em vista a pulverização do número de clientes e da política de cobrança e de corte de fornecimento para consumidores inadimplentes.

**Risco quanto à escassez de energia:** A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidroelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. A condição hidrológica das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste não está favorável no início do ano de 2015. Por esse motivo, o cenário energético atual do Sistema Interligado requer atenção e monitoramento, principalmente no período úmido dessas regiões, que finaliza-se em abril.

## 5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

**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. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

**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, o que pode gerar reajustes menores em relação ao esperado, embora compensados em exercícios subsequentes por outros reajustes.

### Gerenciamento de Riscos dos Instrumentos Financeiros

A Companhia mantém políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possui procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado.

### Análise de Sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de câmbio e de juros.

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um consequente impacto negativo no resultado da Companhia. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma, a Companhia está quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, CDI e TJLP), conforme demonstrado:

#### • Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2014 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)(1)	Risco	Depreciação cambial de 10,5%(*)	Apreciação cambial de 25%(**)	Apreciação cambial de 50%(**)
Instrumentos financeiros passivos	(637.910)		(66.980)	109.242	285.465
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	654.407		68.712	(112.067)	(292.847)
<b>Total do (aumento) redução</b>	<b>16.497</b>	baixa dolar	<b>1.732</b>	<b>(2.825)</b>	<b>(7.382)</b>

(1) A Taxa de câmbio considerada em 31/12/2014 foi de R\$ 2,66.

(\*) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela BM&F, sendo a taxa de câmbio considerada de R\$ 2,94.

(\*\*) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais da elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela BM&F.

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

#### • Variação das taxas de juros

Supondo: (i) que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2014 fosse mantido, e (ii) que os respectivos indexadores acumulados nos últimos 12 meses, para esta data base, permaneçam estáveis (CDI 10,81% a.a. e TJLP 5,00% a.a.) os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras para os próximos 12 meses seriam uma despesa financeira líquida de R\$ 128.639 (CDI R\$ 118.947 e TJLP R\$ 9.692). Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

## 5.1 - Descrição dos principais riscos de mercado

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I(*)	Elevação de índice em 25%(**)	Elevação de índice em 50%(**)
Instrumentos financeiros ativos	157.603		3.388	8.495	13.601
Instrumentos financeiros passivos	(739.369)		(15.896)	(39.852)	(63.808)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(518.574)		(11.149)	(27.951)	(44.753)
	<b>(1.100.340)</b>	alta CDI	<b>(23.657)</b>	<b>(59.308)</b>	<b>(94.959)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(193.846)		(969)	(3.635)	(6.300)
	<b>(193.846)</b>	alta TJLP	<b>(969)</b>	<b>(3.635)</b>	<b>(6.300)</b>
<b>Total do aumento</b>	<b>(1.294.185)</b>		<b>(24.627)</b>	<b>(62.943)</b>	<b>(101.259)</b>

(\*) Os índices de CDI e TJLP considerados de: 12,96%, 5,50%, respectivamente, foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(\*\*) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações do cenário I.

### Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2014, considerando principal e juros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2014	Nota explicativa	Média ponderada das taxas de juros	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	13		346.185	-	306	-	-	-	346.491
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	10,32%	10.415	18.053	150.600	631.306	410.896	35.210	1.256.480
Derivativos	30		-	-	-	-	2.084	784	2.868
Debêntures - principal e encargos	15	13,25%	29.298	9.963	47.248	349.323	560.117	104.719	1.100.667
Taxas regulamentares	17		3.727	-	-	-	-	-	3.727
Outros	20		3.425	19.868	-	-	-	-	23.292
Consumidores e concessionárias			3.061	2.762	-	-	-	-	5.822
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT			243	-	-	-	-	-	243
Empresa de Pesquisa Energética - EPE			121	-	-	-	-	-	121
Convênio de arrecadação			-	17.106	-	-	-	-	17.106
<b>Total</b>			<b>393.051</b>	<b>47.883</b>	<b>198.154</b>	<b>980.629</b>	<b>973.097</b>	<b>140.713</b>	<b>2.733.526</b>

Os fatores de risco referentes aos setores nos quais a Companhia atua estão descritos no item 4.1.g deste Formulário de Referência.

## 5.4 - Outras informações relevantes

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

Todas as informações pertinentes foram divulgadas no item 5.1 deste Formulário de Referência.

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

<b>Data de Constituição do Emissor</b>	28/07/1997
<b>Forma de Constituição do Emissor</b>	Sociedade por Ações
<b>País de Constituição</b>	Brasil
<b>Prazo de Duração</b>	Prazo de Duração Indeterminado
<b>Data de Registro CVM</b>	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:

### 6.3 - Breve histórico

- aditamento ao Contrato de Concessão para conter as exigências da Resolução Homologatória acima referida;
- 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 - Principais eventos societários ocorridos no emissor, controladas ou coligadas

**6.5 Descrever os principais eventos societários, tais como incorporações, fusões, cisões, incorporações de ações, alienações e aquisições de controle societário, aquisições e alienações de ativos importantes, pelos quais tenham passado o emissor ou qualquer de suas controladas ou coligadas, indicando:**

**a. evento;**

Não houve evento societário envolvendo a Companhia nos 03 (três) últimos exercícios sociais.

**b. principais condições do negócio;**

Não houve evento societário envolvendo a Companhia nos 03 (três) últimos exercícios sociais.

**c. sociedades envolvidas;**

Não houve evento societário envolvendo a Companhia nos 03 (três) últimos exercícios sociais.

**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;**

Não houve evento societário envolvendo a Companhia nos 03 (três) últimos exercícios sociais.

**e. quadro societário antes e depois da operação.**

Não houve evento societário envolvendo a Companhia nos 03 (três) últimos exercícios sociais.

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

**6.6 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.

## 6.7 - Outras informações relevantes

### 6.7 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 atividades do emissor e suas controladas

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma).

### 7.1 Descrever sumariamente as atividades 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 3,9 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. Durante 2013, a RGE ganhou uma nova licitação para dois municípios no estado, Putinga e Anta Gorda. A Companhia encerrou o ano de 2014 atendendo aproximadamente 1,4 milhões de consumidores, distribuindo 8.287 GWh de energia elétrica (6.979 GWh distribuídos a Consumidores Finais e 1.308 GWh distribuídos principalmente a pequenas concessionárias e pequenas cooperativas de eletrificação rural), que respondem por aproximadamente 33,6% do total da energia elétrica distribuída no Estado do Rio Grande do Sul e por 2,2% do total da energia elétrica distribuída no Brasil, durante esse período.

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

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

Em 31 de dezembro de 2014, nossa rede de distribuição consistia em 80.954 km de linhas de distribuição, incluindo 96.952 transformadores de distribuição. A Companhia tinha 2.079 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV. Naquela data, detínhamos 70 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subsequente distribuição, com capacidade total de transformação de 2.156 megavolt *amperes*. Entre os consumidores industriais e comerciais em nossa área de concessão, 47 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 em 2013, segundo as informações mais recentes disponibilizadas pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, ou ABRADEE, 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 41 mil inspeções em 2014, o que acreditamos ter conduzido a uma recuperação de recebíveis estimada em mais de R\$ 6 milhões.

#### ***Interrupções de Energia***

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

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

Ano terminado em 31 de dezembro de 2014		Ano terminado em 31 de dezembro de 2013	
FEC <sup>1</sup>	9,14	FEC <sup>1</sup>	9,04
DEC <sup>2</sup>	18,77	DEC <sup>2</sup>	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 ABRADÉE de 2013, 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 2013, 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 10% do total de interrupções. As interrupções não programadas em razão de acidentes ou causas naturais, inclusive descargas atmosféricas, incêndio e ventos representaram o total remanescente de nossas interrupções. Em 2014, investimos aproximadamente R\$ 192 milhões 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\$ 271 milhões para tais finalidades em 2015.

### **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 2014 foi de 9.539 GWh.

Em 2014, compramos 1.920 GWh de energia elétrica da Usina Hidroelétrica de Itaipu, chegando a 20,1% 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\$26,05/kW. Nossas compras representam aproximadamente 3,1% 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.

Em 2014, pagamos uma média de R\$ 132,82 por MWh para as compras de energia elétrica de Itaipu, em comparação com R\$ 121,09 em 2013 e R\$ 105,05 durante 2012. Esses números não incluem a taxa de transmissão.

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

Compramos 7.619 GWh de energia elétrica em 2014 de outras empresas geradoras que não Itaipu, o que representa 79,9% do total da energia elétrica que adquirimos. Pagamos uma média de R\$ 252,83/MWh para as compras de energia elétrica de empresas geradoras (que não Itaipu), comparados a R\$ 165,18/MWh em 2013 e R\$ 142,73/MWh em 2012. 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.

	<b>GWh</b>		
	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
<b><u>Energia comprada para revenda</u></b>			
Energia de Itaipu Binacional	1.920	1.869	1.879
Energia de curto prazo	933	473	403
PROINFA	192	194	201
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	6.494	6.448	6.880
<b><u>Total</u></b>	<b><u>9.539</u></b>	<b><u>8.983</u></b>	<b><u>9.363</u></b>

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.

A começar em 2013, todas as companhias distribuidoras do Brasil devem comprar energia elétrica de empresas de geração cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei nº 12.783/2013. As tarifas e volumes de energia elétrica a ser adquirida por cada companhia distribuidora, bem como as disposições dos contratos aplicáveis entre companhias distribuidoras e de geração, foram estabelecidos pela ANEEL na lei. Vide Item 4.1 g - Fatores de Risco - Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas existentes. As más condições hidrológicas podem afetar nossos resultados de operações".

*Tarifas de Transmissão:* Em 2014, pagamos um total de R\$ 86 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 correspondem por 21,6% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2014.
- *Consumidores residenciais:* As vendas para consumidores residenciais finais correspondem por 42,0% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2014.
- *Consumidores comerciais:* As vendas para consumidores comerciais finais, que incluem as empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais, correspondem por 22,7% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2014.
- *Consumidores rurais:* As vendas para consumidores rurais correspondem por 6,2% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2014.
- *Outros consumidores:* As vendas para os demais consumidores, que incluem serviços públicos, tais como iluminação pública, respondem por 8,0% de nosso fornecimento faturado de energia elétrica em 2014.

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

### 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 e revisões periódicas ou 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: a TUSD, de uso do sistema de distribuição, e a TE, para consumo de energia. A TUSD, tem por base: (i) encargos de transmissão e remuneração para os custos de operação e manutenção, expressa em Reais por kW; e (ii) encargos setoriais e perdas técnicas de energia nos sistema de distribuição e transmissão, bem como as perdas não técnicas do sistema de distribuição, expressa em Reais por MWh. A TE, expressa em Reais por MWh, tem por base o valor da energia elétrica efetivamente consumida e alguns encargos. 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 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 2014 e 2013.

	<b>Preço Médio (R\$/MWh)</b>	
	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Residencial	431,13	430,59
Industrial	327,26	301,21
Comercial	419,95	416,85
Rural	220,55	221,4
Outros	186,10	183,19
<b>Total</b>	<b>331,10</b>	<b>323,81</b>

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 2014, as receitas de tarifas pelo uso de nossa rede por Consumidores Livres totalizaram R\$ 160 milhões. A tarifa média pelo uso de nossa rede foi de R\$76,50/MWh e R\$76,51/MWh em 2014 e 2013, respectivamente, incluindo a TUSD que cobramos de outras distribuidoras conectadas às nossas Redes de Distribuição.

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

### ***Procedimentos de Faturamento***

O procedimento que utilizamos para faturamento e pagamento da energia elétrica fornecida aos 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 de três dias úteis após a leitura, sendo o respectivo vencimento no prazo máximo 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 quatro 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 os dados da ABRADÉE para 2013, o percentual de consumidores inadimplentes da Companhia são favoravelmente comparáveis à média de outras principais distribuidoras brasileiras de energia elétrica. Para este fim, os consumidores inadimplentes são aqueles cujas faturas estão com até 90 dias em atraso. Faturas vencidas e em atraso por mais de 360 dias são consideradas não incobráveis.

### ***Atendimento ao Consumidor***

Empenhamo-nos em prestar aos nossos consumidores serviços de atendimento de alta qualidade. 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 e SMS. Em 2014, atendemos aproximadamente 7,8 milhões de protocolos. Também prestamos serviço de atendimento ao consumidor por meio de nossas agências as quais atenderam aproximadamente 882 milhões de solicitações de consumidores em 2014. 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 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***

Do total da quantidade de energia vendida pela Companhia em 2014, 24,3% representaram vendas para consumidores industriais, 35,9% para consumidores residenciais, 19,9% para comerciais e 19,9% para as demais classes de consumo, dentre as quais inclui-se a classe rural.

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

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 dos negócios 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.

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

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

- a. **características do processo de produção**
- b. **características do processo de distribuição;**
- c. **características dos mercados de atuação, em especial:**
  - i. **participação em cada um dos mercados;**
  - ii. **condições de competição nos mercados;**
- d. **eventual sazonalidade;**
- e. **principais insumos e matérias primas, informando:**
  - i. **descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável;**
  - ii. **eventual dependência de poucos fornecedores;**
  - iii. **eventual volatilidade em seus preços.**

Com o intuito de aprimorar a apresentação do Formulário de Referência, as informações sobre a atividade da Companhia passou a ser divulgado no item 7.1 em função da Companhia não possuir atividades segregadas por segmento.

## 7.8 - Relações de longo prazo relevantes

<b>7.8 Descrever relações de longo prazo relevantes do emissor que não figurem em outra parte deste formulário.</b>
---

As informações estão disponíveis na página energias sustentáveis da controladora CPFL Energia (<http://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis>) e no Relatório Anual publicado nos sites Institucional ([www.cpfl.com.br/relatorioanual](http://www.cpfl.com.br/relatorioanual)) e de Relações com Investidores ([www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)).

## 7.9 - Outras informações relevantes

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

#### O Setor Elétrico Brasileiro

Segundo a ANEEL, em 31 de dezembro de 2014, a Capacidade Instalada de geração de energia no Brasil era de 133.985 MW. Historicamente, aproximadamente 67% 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 125.000 km de linhas de transmissão com tensão igual ou maior que 230 kV e capacidade de processamento de mais de 301.000 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 cresceu em 2,2% em 2014, alcançando 473,395 GWh. O MME e a EPE estimam que o consumo de eletricidade crescerá em 4% por ano até 2023. De acordo com o Plano de Expansão com duração de dez anos, publicado pelo MME e pela EPE, a Capacidade Instalada do Brasil deve atingir 195,9 GW até 2023, dos quais 116,9 GW (59,7%) corresponderão à geração hidroelétrica, 31,8 GW (16,2%) à geração termoeletrica e nuclear e 47,2 GW (24,1%) aos outros recursos renováveis.

Atualmente, cerca de 34% 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 é o segundo maior concorrente privado no setor de geração de energia, com 2,43% de participação no mercado.

O segmento de distribuição no Brasil permanece fragmentado, com seis empresas controlando aproximadamente 50% do mercado. O grupo CPFL é o maior competidor com 13% 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.

## 7.9 - Outras informações relevantes

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

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

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

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

### ***Empresa de Pesquisa Energética - EPE***

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

### ***Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE***

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

### ***Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico***

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

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

- Criação de dois "ambientes" para comercialização de energia elétrica, sendo (i) o mercado regulado, mercado mais estável em termos de fornecimento de energia elétrica, o ambiente de 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.

## 7.9 - Outras informações relevantes

- Eliminação do direito à chamada autocontratação, de forma a incentivar as distribuidoras a comprar energia elétrica pelos menores preços disponíveis ao invés de adquirir energia elétrica de partes relacionadas.
- Manutenção de contratos firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir a segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

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

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

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

### ***Ambientes para Comercialização de Energia Elétrica***

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

Distribuidoras de energia elétrica cumprem suas obrigações de atender à totalidade de seu mercado principalmente por meio de leilões públicos. As distribuidoras podem também comprar energia elétrica sem a necessidade do processo de leilão público, proveniente: (i) de geradoras conectadas diretamente a tal distribuidora, com exceção de geradoras hidroelétricas com capacidade superior a 30 MW e certas geradoras termoeletricas; (ii) de projetos de geração de energia elétrica participantes da primeira etapa do Programa PROINFA, programa destinado a diversificar as fontes de energia do Brasil; (iii) da Usina de Itaipu; (iv) das usinas nucleares de Angra I e II; (v) de leilões administrados pelas distribuidoras, se o mercado que elas fornecem não for superior a 500 GWh/ano; e (vi) de usinas hidroelétricas cujas concessões foram renovadas pelo governo nos termos da Lei nº 12.783 de 2013 (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.

## 7.9 - Outras informações relevantes

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.

### ***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. Os Produtores de Energia Independentes são empresas de geração que vendem a totalidade ou parte de sua energia elétrica a Consumidores Livres, concessionárias de distribuição e agentes de comercialização, entre outros. O ambiente de contratação livre também incluirá 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.

O Consumidor Livre Potencial terá que cumprir com um contrato com a distribuidora local para tornar-se um Consumidor Livre. Caso um Consumidor Livre opte pelo ambiente de contratação livre, que só poderá ser realizado com seis meses de aviso prévio à distribuidora, somente poderá voltar ao ambiente regulado com cinco anos de aviso prévio à distribuidora regional, embora a distribuidora possa escolher reduzir esse prazo. O prazo de aviso tem por finalidade garantir que, caso necessário, a distribuidora poderá comprar a energia adicional no ambiente regulado sem imposição de custos extras ao seu mercado cativo.

Além dos Consumidores Livres, determinados Consumidores Especiais com capacidade entre 500 kW e 3.000kW, podem optar por adquirir energia em ambiente de contratação livre, sujeitos a determinados termos e condições. Consumidores Especiais somente podem adquirir energia de (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; (iii) geradores com capacidade limitada a 3.000 kW; (iv) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou de biomassa) cuja capacidade gerada não exceda 50.000 kW inserida no sistema.

As geradoras estatais poderão vender energia elétrica aos Consumidores Livres, contudo, diferente das geradoras privadas, estas unidades só podem fazê-lo por meio de processos de leilão.

### ***Recentes Desenvolvimentos no Mercado Livre***

Em 2 de agosto de 2012, o MME promulgou a Lei 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 Lei 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 Lei nº 455, impedindo a aplicação ex ante da regra de

## 7.9 - Outras informações relevantes

registro de contrato para comerciantes de energia. A aplicação desta Lei na CCEE foi suspensa para todos os agentes (geradores, comerciantes e consumidores), já que pode não se aplicar apenas a um grupo específico de agentes. O ato se aplica apenas ao Mercado Livre, não afetando os distribuidores.

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

### ***Leilões no Ambiente de Contratação Regulada***

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

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

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

Desde 2005, a CCEE realizou 20 leilões para novos projetos de geração, 16 leilões especificamente relativos a usinas existentes de geração de energia, dois leilões para projetos de geração de energia alternativa, e seis leilões de biomassa e para a geração de energia eólica, classificada como "energia reserva". Até 1 de agosto de cada ano, as geradoras e distribuidoras devem apresentar suas demandas de geração ou 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; (iv) 15 anos a partir do início do fornecimento em caso de energia de reserva de biomassa; e (v) 20 anos a partir do início do fornecimento em caso de energia de reserva eólica.

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

## 7.9 - Outras informações relevantes

### ***O Valor Anual de Referência***

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

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

O PLD é utilizado para avaliar a energia comercializada no mercado spot. É calculada para cada nível de submercado e carga, numa base semanal e baseia-se no custo marginal de operação. O valor máximo do PLD está fixado em R\$388,48, de acordo com a Resolução da ANEEL 1.832/2014. Antes de tal resolução, o valor máximo do PLD era de R\$822,23 (Resolução nº 1.667/2013). O seu valor foi reduzido de modo a diminuir os riscos de agentes expostos.

### ***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.

## 7.9 - Outras informações relevantes

### ***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 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 consumidores cativos, livres, distribuidores e geradores pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual estão conectados. A TUSD é composta por três componentes 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 para os custos de uso do sistema de transmissão e 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 os encargos setoriais 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.

## 7.9 - Outras informações relevantes

- 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 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 se conectaram à rede de transmissão e assinaram contratos com o ONS e companhias de transmissão (representadas pelo ONS), o que lhes conferem o direito de utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento dessa tarifa.

### **TE**

A TE (Tarifa de Energia) é paga por Consumidores Cativos e Concessionárias ou Permissionárias de distribuição pelo consumo e suprimento de energia, respectivamente, com base no montante de eletricidade realmente consumida. Ela remunera o custo de energia, determinados encargos setoriais relacionados ao consumo de energia, custos de transmissão relacionados à Itaipu e certas perdas do sistema de transmissão relacionados ao mercado de Consumidor Cativo.

### **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 das distribuidoras 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, de Angra e das concessões de geração renovadas nos termos da Lei 12.783/13;
- custos de aquisição de energia elétrica de contratos bilaterais negociados livremente entre as partes antes da Lei 10.848/05;
- 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 setoriais.

Os custos da Parcela B incluem, entre outros, os seguintes fatores:

- taxa de retorno do investimento em ativos necessários para as atividades de distribuição de energia;
- depreciação destes ativos;
- despesas operacionais relacionadas à operação destes ativos, e
- receitas incobráveis;

Todos os custos são determinados e revisados periodicamente pela ANEEL.

As tarifas são determinadas levando-se em consideração os custos da Parcela A e da Parcela B e, complementarmente, os componentes financeiros, que são mecanismos de compensações de variações de custos incorridos nos intervalos dos processos tarifários. Além disso, considera-se o mercado dos últimos doze meses em relação à data do processo tarifário, denominado "mercado de referência".

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

## 7.9 - Outras informações relevantes

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

Os aumentos de produtividade e a meta de despesa operacional são determinados a cada revisão periódica. O componente de qualidade do serviço é determinado em cada reajuste anual após o terceiro ciclo de revisão periódica.

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.

No contrato de concessão de cada distribuidora também há previsão de reajuste anual de tarifa. Em geral, os custos da Parcela A são totalmente repassados aos consumidores, exceto para as perdas, que são definidos limites regulatórios de repasse. Contudo, os custos da Parcela B são em sua maior parte corrigidos monetariamente em conformidade com o IGP-M descontado do 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 as variações de custos associadas à compra de energia elétrica podem ser repassadas aos consumidores por meio da conta de compensação de variação de valores de itens da Parcela A ou CVA, criada pela ANEEL em 2001 para reconhecer as variações de alguns outros custos não gerenciáveis, incorridas no intervalo dos reajustes ou revisões tarifárias da companhia.

Em dezembro de 2011, a ANEEL estabeleceu a metodologia e procedimentos aplicáveis às novas revisões periódicas do mesmo ano. No entanto, uma nova metodologia, em discussão pela Audiência Pública 023/2014 está prevista para ser concluída no primeiro semestre de 2015. Para informações sobre a nova metodologia aplicável para o quarto ciclo de revisão periódica, consulte o "Item 4.1.a. "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".

A partir de 2013, as condições hidrológicas desfavoráveis associadas às questões conjunturais, como o despacho pleno de usinas térmicas e a exposição involuntária de distribuidoras, têm gerado custos extraordinários que excederam a capacidade de pagamento das distribuidoras. Com isso, o aumento excessivo do custo de compra de energia e a exposição involuntária das distribuidoras foram parcialmente reembolsados pela CDE e pela Conta-ACR. O reembolso por parte da CDE, criado por meio do Decreto nº 7.945/2013, e da Conta-ACR, criada por meio do Decreto nº 8.221/2014, destina-se a cobrir a totalidade ou parte dos custos incorridos pelas concessionárias de distribuição no período de janeiro 2013 a dezembro de 2014, referentes a: (i) exposição involuntária no mercado spot; e (ii) expedição termoelétrica sobre CCEAR. A CCEE gerencia a Conta-ACR e o crédito contratado com os bancos para subsidiar os altos custos de energia. A partir de 2015, os aportes recebidos da CDE e da Conta-ACR serão amortizados em 60 e 54 meses, respectivamente, mediante a inclusão na tarifa de fornecimento de energia elétrica e repasse por todas as empresas de distribuição na proporção de seus mercados cativos. Além disso, como os custos permaneceram altos, a ANEEL aumentou as tarifas das distribuidoras por meio de uma Revisão Tarifária Extraordinária - RTE, de acordo com a Resolução nº 1.858 de 27 de fevereiro de 2015. O objetivo da RTE é repassar os custos incorridos de março de 2015 até o próximo evento tarifário ordinário das distribuidoras.

Em janeiro de 2015, a ANEEL implementou o mecanismo de "bandeiras tarifárias", em que as faturas dos consumidores podem estar sujeitas a acréscimos tarifários mensais, conforme o custo real de geração do Brasil, permitindo aos consumidores consumirem de forma consciente. Anteriormente, o repasse desse adicional de custo de energia nas tarifas era feito anualmente. O sistema de bandeira tarifária foi inicialmente aprovado em 2011 e testado durante 2013 e 2014. Trata-se de uma bandeira tarifária verde (normal), amarela (elevado) ou vermelha (crítico), determinada pela ANEEL com base nas condições de geração de eletricidade por fonte de combustível, nos termos do Decreto 8.401, de 4 de fevereiro de 2015. Se a receita mensal auferida por meio do sistema de bandeira tarifária supera o adicional de custo da distribuidora, o excedente é transferido à Conta Centralizadora de Recursos de Bandeira Tarifária, administrada pela CCEE, e quando ocorre o inverso, a distribuidora recebe recursos dessa conta, dependendo da disponibilidade de recursos advindos das distribuidoras superavitárias.

## 7.9 - Outras informações relevantes

Devido às condições hidrológicas desfavoráveis que têm sido observadas desde 2013, as bandeiras tarifárias vermelhas têm sido aplicadas desde a introdução deste sistema, em janeiro de 2015. 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 comprou a energia gerada por essas fontes de energia alternativa durante o período de até 20 anos, sendo a energia adquirida por empresas de distribuição para entrega aos Consumidores Finais. 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. O encargo do PROINFA é cobrado mensalmente dos Consumidores Finais. Apesar de previsto na Lei nº 10.438 de 2002, ainda não há certeza se o governo brasileiro regulará e implementará a segunda fase do PROINFA.

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 superior a 3.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW; (ii) usinas hidroelétrica com capacidade igual ou inferior a 3.000 kW; e (iii) geradores de energia alternativa (empreendimentos solares, eólicos ou de 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 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 contratadas pela CCEE. Essas reservas de energia serão utilizadas para aumentar a segurança do suprimento de energia no Sistema Interligado Nacional. O EER é arrecadado mensalmente dos Consumidores Finais do Sistema Interligado Nacional registrado junto à CCEE.

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

Em certas circunstâncias, empresas de energia elétrica são indenizadas com relação a certos ativos usados em função de uma concessão, em caso de revogação ou encampação da concessão. Em 1957, o governo brasileiro criou um fundo de reserva destinado a prover fundos para tal indenização conhecido como Fundo RGR. As empresas 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 ativos fixos da empresa em operação, sem exceder, contudo, 3,0% das receitas operacionais totais em qualquer exercício. A Lei nº 12.431 de 2011 estendeu a vigência desta taxa até 2035. Entretanto, a Lei nº 12.783 de 2013 estabeleceu que, a partir de 1º de janeiro de 2013, esse encargo não mais incide sobre as companhias de distribuição 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,

## 7.9 - Outras informações relevantes

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 são arcados pela Conta de Consumo de Combustível ou CCC antes da promulgação da Lei nº 12.783/13. Em 23 de janeiro de 2013 (Decreto nº 7.891/ 2013, a CDE subsidia o desconto de certas categorias de consumidores, tais como Consumidores Especiais, consumidores rurais, concessionárias de distribuição e permissionárias, entre outros. Pelo Decreto 7.945 de 7 de março de 2013, o governo brasileiro decidiu usar a CDE para subsidiar: (i) a parte dos custos de energia de geração térmica adquiridas pelas distribuidoras em 2013; (ii) riscos hidrológicos das concessões de geração renovadas pela lei 12.783/13 de 2013; (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***

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.

### ***Taxa pelo Uso de Recursos Hídricos***

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.

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

## 7.9 - Outras informações relevantes

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, que cobre os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional deve ser contabilizada mensalmente para cada gerador.

## 8.1 - Descrição do Grupo Econômico

### 8.1 Descrever o grupo econômico em que se insere o emissor, indicando:

#### a) controladores diretos e indiretos;

A Companhia tem como controlador a CPFL Energia, que tem como acionistas controladores as seguintes Companhias:

- ESC Energia S.A.:  
Companhia controlada pelo grupo Camargo Corrêa.
- Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações:  
Companhia controlada pelos seguintes fundos de pensão: (a) Fundação CESP, (b) Fundação SISTEL de Seguridade Social, (c) Fundação Petrobras de Seguridade Social - PETROS, e (d) Fundação SABESP de Seguridade Social - SABESPREV.
- Bonaire Participações S.A.:  
Companhia controlada pela Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações.
- Fundo BB Carteira Livre I - Fundo de Investimento em Ações:  
Fundo controlado pela PREVI - Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil.

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) controladas e coligadas;

Não há.

#### c) participações do emissor em sociedades do grupo;

Não há.

#### d) participações de sociedades do grupo no emissor;

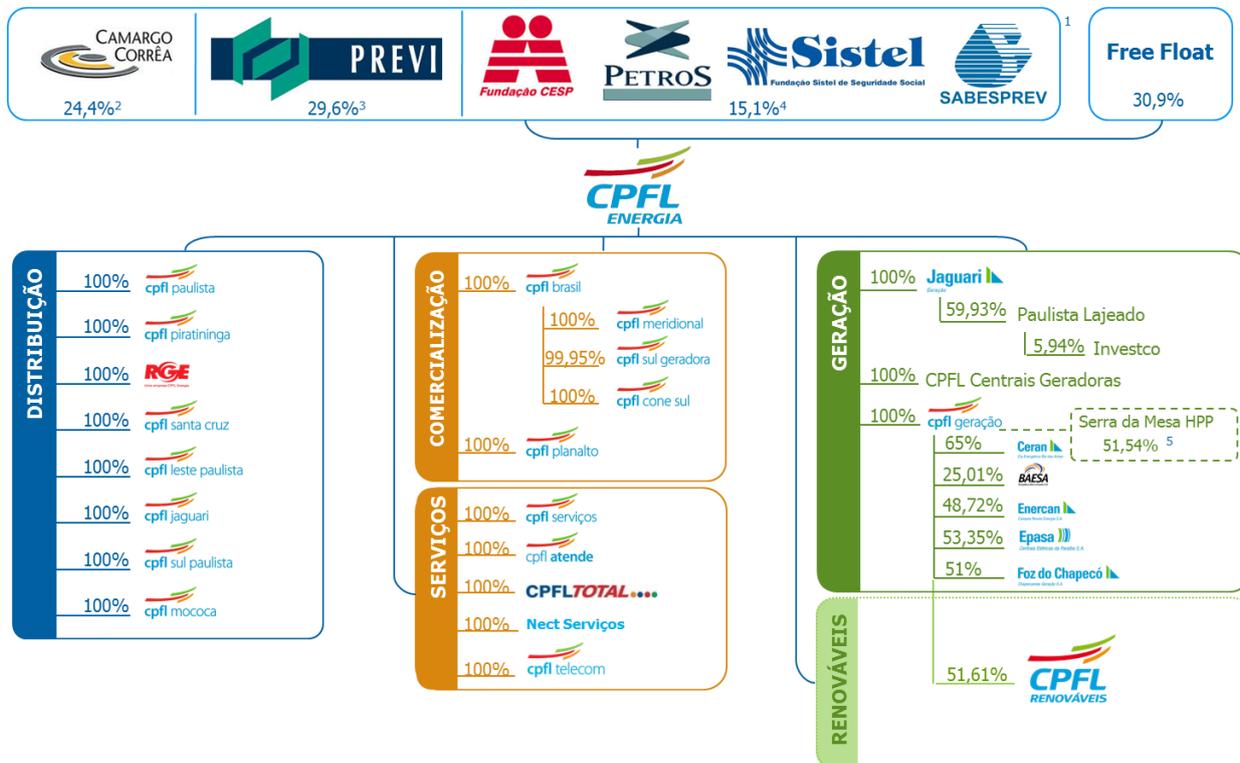
Não se aplica.

#### e) sociedades sob controle comum.

As Sociedades sob controle comum são aquelas controladas direta ou indiretamente por nossos acionistas controladores. Eventuais transações com estas empresas estão divulgadas no item 16.2 deste Formulário de Referência.

## 8.2 - Organograma do Grupo Econômico

**8.2 Caso o emissor deseje, inserir organograma do grupo econômico em que se insere o emissor, desde que compatível com as informações apresentadas no item 8.1.**



Data base: 31/03/2015

Notas:

- (1) Acionistas controladores;
- (2) Inclui 0,1% de ações detidas pela Camargo Corrêa S.A.;
- (3) Inclui 0,5% de ações detidas pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil;
- (4) Inclui 0,2% de ações detidas pelos fundos de pensão Petros e Sistel;
- (5) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Geração e Furnas.

### **8.3 - Operações de reestruturação**

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

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

## 8.4 - Outras informações relevantes

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

Todas as informações relevantes sobre Grupo Econômico foram divulgadas anteriormente.

## 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

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma).

### 10.1 Os diretores devem comentar sobre:

As demonstrações financeiras de 2014, 2013 e 2012 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

- **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. Conseqüentemente, 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 das distribuidoras, a alta no PLD também teve um efeito nocivo na demanda de energia, já que desestimulou parte da indústria, que já sofria com o cenário macroeconômico adverso, a produzir, devido à alta no custo de energia. A combinação desses dois efeitos foi uma queda de 2,0% no consumo industrial ao longo do ano na área de concessão da distribuidora. 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, conseqüentemente, permitiu o registro de ativos e passivos financeiros setoriais.

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

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

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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 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 termelétricas 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 – ABRADDEE, 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.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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.

- **2012**

Em 2012, apesar da economia brasileira ainda ter sido afetada pelo desfavorável cenário internacional e o desempenho industrial ter demonstrado um crescimento moderado, a expansão do emprego e a geração de renda favoreceram o mercado doméstico, apresentando bons resultados. No setor elétrico brasileiro, destacamos a atuação do Governo Federal no que diz respeito à proposta de prorrogação antecipada das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, por meio da Lei nº 12.783/2013, mudando sensivelmente as tarifas de geração e transmissão de energia, conforme anunciado no final do mês de janeiro de 2013.

Apesar deste cenário adverso, a RGE manteve seu crescimento. Em 2012, nossas vendas totais de energia para o mercado cativo aumentaram 0,9%, totalizando 7.690 GWh, comparado aos 7.622 GWh em 2011. Entre os principais fatores que levaram ao desempenho da Companhia, destacamos o crescimento nas classes residencial e comercial que, juntas, representaram 44,4% do total consumido no mercado cativo da distribuidora.

As exigências regulatórias têm crescido a cada ciclo tarifário e continuam pressionando as empresas a aumentarem a eficiência operacional e a qualidade dos serviços prestados aos clientes. Neste contexto, a RGE preparou-se para esse novo ciclo, intensificando o investimento em inovação, por meio da incorporação de novas tecnologias, além dos investimentos feitos na ampliação e reforço das redes para atender o crescimento sólido do consumo na área de concessão da nossa Companhia. Em 2012, os investimentos totalizaram R\$ 380 milhões.

Nossas perspectivas para os próximos anos são otimistas, principalmente pelas expectativas de crescimento da economia brasileira, após as medidas anunciadas pelo Governo Federal visando a redução da tarifa de energia elétrica para os consumidores, por meio de proposta de antecipação de concessões vincendas entre 2015 e 2017.

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

<b>Estrutura de Capital</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Capital próprio	49%	51%	52%
Capital de terceiros	51%	49%	48%

#### 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.

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

#### Liquidez e Recursos de Capital

- **2014**

Em 31 de dezembro de 2014, nosso capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 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:

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- 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 <sup>1</sup>	2.360	266	981	973	141
Outros	27	27	-	-	-
<b>Total de itens do Balanço Patrimonial</b>	<b>2.734</b>	<b>639</b>	<b>981</b>	<b>973</b>	<b>141</b>
Compra de energia (exceto Itaipu) <sup>2</sup>	11.924	1.033	2.162	2.272	6.458
Compra de energia de Itaipu <sup>2</sup>	4.317	322	638	657	2.700
Fornecedores de materiais e serviços	304	177	124	2	1
<b>Total de outros compromissos</b>	<b>16.545</b>	<b>1.531</b>	<b>2.924</b>	<b>2.932</b>	<b>9.159</b>
<b>Total das Obrigações contratuais</b>	<b>19.279</b>	<b>2.171</b>	<b>3.904</b>	<b>3.905</b>	<b>9.299</b>

- (1) Inclui pagamentos de juros, incluindo juros futuros sobre fluxo de caixa projetado com base em não descontados, através de projeções de índices. Estes juros futuros não são registrados em nosso balanço.
- (2) 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 refinar dadas a vencer. Em 31 de dezembro de 2014, possuíamos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 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):

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
<b>Total</b>		<b>228.082</b>	<b>181.362</b>	<b>199.262</b>	<b>1.790.557</b>	<b>163.696</b>	<b>2.562.959</b>

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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
<b>Total</b>		<b>1.111.644</b>	<b>795.344</b>	<b>859.249</b>	<b>896.904</b>	<b>9.603.917</b>	<b>13.267.057</b>

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 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.

### • 2012

Em 31 de dezembro de 2012, o capital de giro refletia um superávit (excedente de ativo circulante em relação ao passivo circulante) de R\$ 26 milhões. A principal causa deste superávit foi em decorrência das captações de longo prazo ocorridas no período e dos créditos de consumidores, compensado pelo endividamento a vencer nos próximos 12 meses (incluindo a provisão de encargos) e das obrigações com nossos fornecedores e outras contas a pagar.

A tabela abaixo resume as obrigações contratuais e os compromissos pendentes em 31 de dezembro de 2012 (inclui outras obrigações contratuais de longo prazo).

31/12/2012	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 13)		197.788	62.970	615	-	-	261.373
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (nota 14)	7,53%	7.560	43.928	177.069	732.279	98.748	1.059.584
Debêntures - principal e encargos (nota 15)	7,95%	19.927	767	136.619	451.369	407.194	1.015.877
Taxas regulamentares (nota 17)		17.088	-	-	-	-	17.088
Outros (nota 20)		3.852	20.356	54	-	-	24.262
Consumidores e concessionárias		2.537	3.599	54	-	-	6.190
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT		877	-	-	-	-	877
Empresa de Pesquisa Energética - EPE		438	-	-	-	-	438
Convênio de arrecadação		-	16.757	-	-	-	16.757
<b>Total</b>		<b>246.215</b>	<b>128.021</b>	<b>314.357</b>	<b>1.183.648</b>	<b>505.942</b>	<b>2.378.184</b>

Obrigações contratuais em 31/12/2012	Vigência	2013	2014	2015	2016	A partir de 2016	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 15 anos	1.091.146	888.853	581.724	677.049	7.999.130	11.237.902
Itaipu	Até 15 anos	200.626	214.385	222.629	227.907	2.077.511	2.943.058
<b>Total</b>		<b>1.291.772</b>	<b>1.103.238</b>	<b>804.353</b>	<b>904.956</b>	<b>10.076.641</b>	<b>14.180.960</b>

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 2012, possuímos um saldo de dívida não amortizado com vencimento programado para os próximos 12 meses de R\$ 386 milhões.
- Pagamento de dividendos. O total de dividendos pagos nos anos de 2012 e 2011 foi de R\$ 362 milhões e R\$ 58 milhões, respectivamente.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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

As principais fontes de recursos são provenientes da geração de caixa operacional e financiamentos. Durante o ano de 2014, foram contratados novos financiamentos para investimento junto ao BNDES nas modalidades FINEM / FINAME, captações com instituições financeiras para o financiamento do capital de giro e emissões de debêntures.

As captações objetivam manter a liquidez da companhia e um bom perfil de endividamento por meio do alongamento do prazo médio da dívida e redução do seu custo.

Para informações mais detalhadas sobre as fontes de financiamento utilizadas pela Companhia, vide alínea (f) deste item 10.1.

### ***Endividamento***

#### **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.

#### **2012 em comparação a 2011**

O aumento do nosso endividamento em 2012 (no montante de R\$ 605 milhões, representando um acréscimo de 62,0% em relação a 2011).

O montante total de empréstimos e debêntures amortizados em 2012 foi de R\$309 milhões. Em contrapartida, durante o exercício de 2012 a Companhia captou os seguintes recursos:

- R\$150 milhões de financiamento por meio de linhas de crédito do BNDES, a serem utilizados na expansão e modernização de suas redes elétricas;
- R\$129 milhões do Banco Citibank em moeda estrangeira para reforço de capital de giro; e,
- R\$94 milhões do Banco J. P. Morgan em moeda estrangeira para reforço de capital de giro; e,

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- Emissão de debêntures no valor total de R\$500 milhões, destinados ao refinanciamento das dívidas vincendas durante 2012 e 2013 e reforço de capital de giro.

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

Em 2015 e 2016, esperamos continuar a nos beneficiar das oportunidades de financiamento oferecidas pelo mercado através da emissão de debêntures e dívida para capital de giro, tanto interna como externa, e as oferecidas pelo governo por meio de linhas de financiamento fornecidas pelo BNDES, para expandir e modernizar o sistema de energia.

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

#### **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**

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 contratadas 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.

#### **2012**

Em 31 de dezembro de 2012, o endividamento (incluindo encargos) era de R\$ 1.580 milhões. Deste total, aproximadamente R\$ 223 milhões ou 14,1% eram denominados em dólares americanos. Foram contratadas operações de swap para redução da exposição às variações cambiais decorrentes destas obrigações. O montante de R\$ 374 milhões de nosso endividamento vencerá no prazo de 12 meses.

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

*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.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- *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.
- *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.

### *Principais Contratos de Financiamentos em 2012 (Incluindo encargos):*

- *BNDES.* Em 31 de dezembro de 2012, havia R\$ 359 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 2012, o saldo devedor em debêntures era de R\$ 720 milhões, dividido em diversas séries de debêntures emitidas pela RGE. Os termos e condições das debêntures encontram-se resumidos na nota 15 às demonstrações financeiras.
- *Capital de Giro:* Em 31 de dezembro de 2012, existia um saldo R\$ 236 milhões de empréstimos destinados ao financiamento na modalidade de capital de giro, obtido pela Companhia, indexados ao CDI.
- *Outras Dívidas denominadas em Reais.* Em 31 de dezembro de 2012, havia um saldo devedor de R\$14 milhões, nos termos de outras linhas de crédito denominadas em Real e garantidas pelas receitas da Companhia. Indexados a RGR.
- *Outras Dívidas denominadas em dólares americanos.* Em 31 de dezembro de 2012, havia outros financiamentos denominados em dólares norte-americanos cujo saldo devedor era de R\$ 250 milhões. Foram contratados swaps visando reduzir a exposição a taxas de câmbio decorrentes dessas obrigações. Para mais detalhes sobre os empréstimos, debêntures e derivativos, vide notas 14 e 15 de nossas demonstrações financeiras.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

### 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.

### iv. eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário

#### Condições Restritivas

A Companhia está sujeita a cláusulas restritivas com relação às obrigações financeiras e operacionais nos termos dos instrumentos financeiros. Tais cláusulas incluem:

- ***Linhas de crédito do BNDES***

Os financiamentos junto ao BNDES restringem 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 ajustado, valor máximo de 3,5; e,
- Dívida onerosa líquida dividida pela soma da dívida onerosa líquida e o Patrimônio Líquido - valor máximo 0,90.

- ***Banco do Brasil – Capital de Giro***

O empréstimo do Banco do Brasil – Capital de Giro, 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.

- ***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.

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 e Previ) permaneça direta ou indiretamente no bloco de controle da controladora.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

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 2014.

- **Debêntures**

A 6ª e 7ª emissões das 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 S/A leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária detida pela controladora CPFL Energia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

As debêntures estão sujeitos à antecipação de seus vencimentos no caso de alterações na estrutura societária da controladora CPFL Energia ou na estrutura societária da Companhia, que impliquem na perda, por parte dos atuais acionistas da controladora CPFL Energia, do controle acionário ou do controle sobre a gestão da Companhia.

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.

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 2014.

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	Em 2014 - % de Limite	
		Liberado	Saldo
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	87%	13% <sup>1</sup>

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

Modalidade	Aprovação	Em 2013 - % de Limite	
		Liberado	Saldo
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	84%	16%

Modalidade	Aprovação	Em 2012 - % de Limite	
		Liberado	Saldo
BNDES / Investimento - FINEM VI	Em 2012	50%	50%

### 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 2014, 2013 e 2012 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)							
	2014	AH%	AV%	2013	AH%	AV%	2012	AV%
<b>Circulante</b>								
Caixa e equivalentes de caixa	167	-56,4%	4,4%	384	19,9%	10,7%	320	9,2%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	318	6,5%	8,4%	298	-28,0%	8,4%	414	12,0%
Tributos a compensar	37	35,0%	1,0%	27	1,1%	0,8%	27	0,8%
Componentes tarifários	111	100,0%	2,9%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Estoques	5	-18,0%	0,1%	6	-43,3%	0,2%	11	0,3%
Outros créditos	274	123,2%	7,3%	123	54,9%	3,4%	79	2,3%
<b>Total do circulante</b>	<b>911</b>	<b>8,8%</b>	<b>24,2%</b>	<b>838</b>	<b>-1,6%</b>	<b>23,5%</b>	<b>851</b>	<b>24,6%</b>
<b>Não circulante</b>								
Consumidores, concessionárias e permissionárias	40	-19,5%	1,1%	49	0,9%	1,4%	49	1,4%
Depósitos judiciais	55	4,4%	1,5%	53	-38,8%	1,5%	86	2,5%
Tributos a compensar	17	-27,6%	0,5%	24	-19,0%	0,7%	29	0,8%
Derivativos	139	95,0%	3,7%	71	307,0%	2,0%	17	0,5%
Componentes tarifários	48	100,0%	1,3%	-	0,0%	0,0%	-	0,0%
Créditos fiscais diferidos	195	-22,8%	5,2%	252	6,8%	7,1%	236	6,8%
Ativo financeiro da concessão	777	23,6%	20,6%	629	15,0%	17,6%	547	15,8%
Outros créditos	5	0,0%	0,1%	5	0,0%	0,1%	3	0,1%
Intangível	1.580	-4,2%	42,0%	1.649	0,5%	46,2%	1.641	47,4%
<b>Total do não circulante</b>	<b>2.855</b>	<b>4,5%</b>	<b>75,8%</b>	<b>2.732</b>	<b>4,8%</b>	<b>76,5%</b>	<b>2.608</b>	<b>75,4%</b>
<b>Total do ativo</b>	<b>3.766</b>	<b>5,5%</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.570</b>	<b>3,2%</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.460</b>	<b>100,0%</b>

#### Caixa e equivalentes de caixa:

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.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

### Consumidores, concessionárias e permissionárias:

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).

### Outros créditos:

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 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. Não houve variação relevante comparando 2012 a 2011.

### Créditos diferidos:

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\$ 777 milhões em 2014, de R\$ 629 milhões em 2013, e de R\$ 547 milhões em 2012, que representam 20,6%, 17,6% e 15,8% do total do ativo, respectivamente, apresentaram aumento de 23,6% (R\$ 148 milhões), 15,0% (R\$ 82 milhões) e 141,0% (R\$ 320 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\$ 1.580 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:

Balanco Patrimonial (em milhões de reais)								
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2014	AH%	AV%	2013	AH%	AV%	2012	AV%
<b>Circulante</b>								
Fornecedores	346	20,3%	9,2%	288	10,2%	8,1%	261	7,6%
Encargos de dívidas	14	-23,8%	0,4%	19	-42,8%	0,5%	32	0,9%
Encargos de debêntures	37	21,7%	1,0%	31	19,8%	0,9%	26	0,7%
Empréstimos e financiamentos	85	-40,9%	2,2%	143	-24,2%	4,0%	189	5,5%
Debêntures	-	0,0%	0,0%	-	-100,0%	0,0%	127	3,7%
Entidade de previdência privada	-	0,0%	0,0%	-	-100,0%	0,0%	1	0,0%
Taxas regulamentares	4	56,8%	0,1%	2	-86,1%	0,1%	17	0,5%
Impostos, taxas e contribuições	31	24,6%	0,8%	25	-60,4%	0,7%	62	1,8%
Dividendo e juros sobre capital próprio	132	0,0%	3,5%	25	0,0%	0,7%	-	0,0%
Obrigações estimadas com pessoal	10	1,6%	0,3%	10	-21,7%	0,3%	12	0,4%
Outras contas a pagar	117	4,4%	3,1%	113	16,3%	3,2%	97	2,8%
<b>Total do circulante</b>	<b>777</b>	<b>18,5%</b>	<b>20,6%</b>	<b>655</b>	<b>-20,6%</b>	<b>18,4%</b>	<b>825</b>	<b>23,8%</b>
<b>Não circulante</b>								
Encargos de dívidas	-	-100,0%	0,0%	8	-52,3%	0,2%	16	0,5%
Empréstimos e financiamentos	884	5,1%	23,5%	841	35,2%	23,5%	622	18,0%
Debêntures	668	0,1%	17,7%	668	17,6%	18,7%	568	16,4%
Entidade de previdência privada	6	100,5%	0,2%	3	-88,2%	0,1%	27	0,8%
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	66	-16,4%	1,7%	78	62,2%	2,2%	48	1,4%
Derivativos	3	0,0%	0,1%	3	0,0%	0,1%	-	0,0%
Outras contas a pagar	11	60,0%	0,3%	7	-23,0%	0,2%	9	0,2%
<b>Total do não circulante</b>	<b>1.637</b>	<b>1,9%</b>	<b>43,5%</b>	<b>1.607</b>	<b>24,7%</b>	<b>45,0%</b>	<b>1.289</b>	<b>37,3%</b>
<b>Patrimônio líquido</b>								
Capital social	934	1,6%	24,8%	919	2,0%	25,8%	902	26,1%
Reserva de capital	230	-6,1%	6,1%	245	-6,7%	6,9%	263	7,6%
Reserva legal	28	45,4%	0,8%	19	46,7%	0,5%	13	0,4%
Reserva de retenção de lucros para investimento	47	100,0%	1,2%	-	0,0%	0,0%	52	1,5%
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	37	100,0%	1,0%	21	0,0%	0,6%	-	0,0%
Dividendo adicional proposto	81	-12,6%	2,1%	92	-39,0%	2,6%	151	4,4%
Resultado abrangente acumulado	(5)	-151,4%	-0,1%	10	0,0%	0,3%	(13)	-0,4%
Lucros acumulados	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%	(23)	-0,7%
<b>Total do patrimônio líquido</b>	<b>1.353</b>	<b>3,5%</b>	<b>35,9%</b>	<b>1.307</b>	<b>-2,8%</b>	<b>36,6%</b>	<b>1.345</b>	<b>38,9%</b>
<b>Total do passivo e do patrimônio líquido</b>	<b>3.766</b>	<b>5,5%</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.570</b>	<b>3,2%</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.460</b>	<b>100,0%</b>

#### Fornecedores:

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\$ 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.

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,

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

compensado parcialmente com as amortizações de principal e encargos no montante de R\$ 519 milhões.

As principais captações de 2014, 2013 e 2012 estão divulgadas nas Demonstrações Financeiras.

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

Refere-se ao efeito do registro, da atualização 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. 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)							
	2014	AH%	AV%	2013	AH%	AV%	2012	AV%
<b>Receita operacional</b>	<b>3.585</b>	10,0%	135,4%	<b>3.259</b>	-16,1%	134,6%	<b>3.883</b>	147,0%
Fornecimento de energia elétrica	1.506	22,1%	56,9%	1.234	-20,2%	51,0%	1.547	58,5%
Suprimento de energia elétrica	167	10,5%	6,3%	151	-17,1%	6,3%	183	6,9%
Receita de construção de infraestrutura da concessão	204	-28,9%	7,7%	287	-17,8%	11,8%	348	13,2%
Outras receitas operacionais	1.708	7,6%	64,5%	1.587	-12,1%	65,5%	1.805	68,3%
Deduções da receita operacional	(937)	11,9%	-35,4%	(837)	-32,6%	-34,6%	(1.241)	-47,0%
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>2.648</b>	9,4%	100,0%	<b>2.422</b>	-8,3%	100,0%	<b>2.642</b>	100,0%
<b>Custo com serviço de energia elétrica</b>	<b>(1.677)</b>	23,2%	-63,3%	<b>(1.361)</b>	-4,7%	-56,2%	<b>(1.427)</b>	-54,0%
Energia comprada para revenda	(1.590)	30,2%	-60,0%	(1.222)	6,4%	-50,4%	(1.149)	-43,5%
Encargo de uso do sist transm distrib	(86)	-37,8%	-3,3%	(139)	-50,2%	-5,7%	(279)	-10,6%
<b>Despesa operacional</b>	<b>(645)</b>	-14,9%	-24,3%	<b>(758)</b>	0,5%	-31,3%	<b>(754)</b>	-28,5%
Pessoal	(105)	24,7%	-4,0%	(84)	2,9%	-3,5%	(82)	-3,1%
Entidade de previdência privada	0	-118,4%	0,0%	(1)	-46,4%	-0,1%	(3)	-0,1%
Material	(18)	7,1%	-0,7%	(17)	0,7%	-0,7%	(17)	-0,6%
Serviço de terceiros	(113)	17,8%	-4,3%	(96)	2,8%	-3,9%	(93)	-3,5%
Amortização	(110)	8,2%	-4,2%	(102)	1,6%	-4,2%	(100)	-3,8%
Amortização de intangível de concessão	(20)	-7,1%	-0,7%	(21)	9,1%	-0,9%	(19)	-0,7%
Custo de construção de infraestrutura da concessão	(204)	-28,9%	-7,7%	(287)	-17,8%	-11,8%	(348)	-13,2%
Outros	(76)	-49,5%	-2,9%	(150)	64,2%	-6,2%	(92)	-3,5%
<b>Resultado do serviço</b>	<b>327</b>	7,9%	12,3%	<b>303</b>	-34,2%	12,5%	<b>461</b>	17,4%
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(84)</b>	-40,5%	-3,2%	<b>(140)</b>	801,1%	-5,8%	<b>(16)</b>	-0,6%
Receitas financeiras	97	14,4%	3,6%	84	-26,8%	3,5%	115	4,4%
Despesas financeiras	(180)	-19,9%	-6,8%	(225)	71,7%	-9,3%	(131)	-5,0%
<b>Resultado antes dos tributos</b>	<b>243</b>	49,6%	9,2%	<b>163</b>	-63,4%	6,7%	<b>445</b>	16,9%
Contribuição social	(18)	69,8%	-0,7%	(10)	-69,9%	-0,4%	(35)	-1,3%
Imposto de renda	(49)	72,8%	-1,9%	(28)	-70,2%	-1,2%	(95)	-3,6%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>177</b>	42,5%	6,7%	<b>124</b>	-60,7%	5,1%	<b>316</b>	11,9%

#### 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 2014, 2013 e 2012.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

	2014			2013			2012	
	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh	AH %	R\$	GWh
<b>Receita Operacional Líquida</b>								
Residencial	1.080	2.505	10,2%	980	2.276	-19,3%	1.215	2.116
Industrial	554	1.692	5,6%	524	1.741	-26,4%	712	1.839
Comercial	584	1.391	8,0%	541	1.298	-23,5%	707	1.302
Rural	158	718	9,1%	145	655	-22,8%	188	657
Podere s Públicos	95	162	17,0%	81	152	-2,2%	83	149
Iluminação Pública	34	268	-12,0%	38	255	-44,9%	69	244
Serviço Público	76	238	12,8%	67	222	-24,0%	89	222
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(12)	-	127,1%	(5)	-	100,0%	-	-
<b>Fornecimento Faturado</b>	<b>2.569</b>	<b>6.974</b>	<b>8,3%</b>	<b>2.372</b>	<b>6.599</b>	<b>-22,6%</b>	<b>3.063</b>	<b>6.529</b>
Consumo Próprio	-	5	0,0%	-	6	0,0%	-	4
Fornecimento Não Faturado (Líquido)	9	-	-160,8%	(15)	-	-160,6%	25	-
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	(1.072)	-	-4,5%	(1.123)	-	-27,2%	(1.541)	-
<b>Fornecimento de Energia Elétrica</b>	<b>1.506</b>	<b>6.979</b>	<b>22,1%</b>	<b>1.234</b>	<b>6.605</b>	<b>-20,2%</b>	<b>1.547</b>	<b>6.533</b>
Outras Concessionárias e Permissonárias	163	1.308	11,7%	146	1.187	7,7%	136	1.157
Energia Elétrica de Curto Prazo	4	16	-21,9%	6	(57)	-88,2%	47	385
<b>Suprimento de Energia Elétrica</b>	<b>167</b>	<b>1.324</b>	<b>10,5%</b>	<b>151</b>	<b>1.130</b>	<b>-17,1%</b>	<b>183</b>	<b>1.542</b>
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo	1.072	-	-4,5%	1.123	-	-27,2%	1.541	-
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre	160	-	-0,5%	161	-	-24,5%	213	-
(-) Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(2)	-	139,8%	(1)	-	100,0%	-	-
Receita de construção da infraestrutura de concessão	204	-	-28,9%	287	-	-17,8%	348	-
Aporte CDE	283	-	9,6%	258	-	1257,7%	19	-
Outras receitas e rendas	195	-	321,3%	46	-	41,6%	33	-
<b>Outras Receitas Operacionais</b>	<b>1.912</b>	-	<b>2,0%</b>	<b>1.873</b>	-	<b>-13,0%</b>	<b>2.154</b>	-
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>3.585</b>	-	<b>10,0%</b>	<b>3.259</b>	-	<b>-16,1%</b>	<b>3.883</b>	-
ICMS	(576)	-	8,3%	(532)	-	-21,8%	(681)	-
PIS	(51)	-	17,4%	(43)	-	-20,3%	(55)	-
COFINS	(235)	-	17,4%	(200)	-	-20,3%	(251)	-
Reserva Global De Reversão - RGR	-	-	-100,0%	1	-	-102,8%	(32)	-
Conta Cons Combustível - CCC	-	-	-100,0%	(6)	-	-94,1%	(95)	-
Conta Desenv Energético - CDE	(41)	-	71,2%	(24)	-	-72,8%	(88)	-
Programa de P & D e Eficiência Energética	(22)	-	0,8%	(22)	-	-30,9%	(31)	-
PROINFA	(12)	-	5,4%	(11)	-	40,1%	(8)	-
<b>Deduções das Receitas</b>	<b>(937)</b>	-	<b>11,9%</b>	<b>(837)</b>	-	<b>-32,6%</b>	<b>(1.241)</b>	-
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>2.648</b>	-	<b>9,4%</b>	<b>2.422</b>	-	<b>-8,3%</b>	<b>2.642</b>	-

### 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 permissonárias.
- 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:

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

- 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).

### Principais variações da Receita Operacional Líquida de 2013, comparado com 2012:

#### Receita Operacional Bruta:

A Receita Operacional Bruta em 2013 foi de R\$ 3.259 milhões, representando uma redução de 16,1% (R\$ 625 milhões) comparado com 2012. Os principais fatores desta variação foram:

- Redução de 22,6% (R\$ 691 milhões) no fornecimento faturado, justificado pela: (i) redução de 23,4% (R\$ 716 milhões) nas tarifas médias praticadas, decorrente principalmente dos efeitos da Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) que, a partir de 24 de janeiro de 2013, reduzindo as tarifas em média de 21,6% em função da Lei 12.783 de 11/01/2013 e a redução média de 10,6% relativa ao reajuste tarifário negativo aplicado a partir de junho/2013, parcialmente compensados com aumento de (R\$ 25 milhões) 1,1% no volume de energia vendida.
- Redução de R\$ 40 milhões no fornecimento não faturado em consequência ao aumento no número de dias de faturamento e redução na tarifa média;
- Redução de 17,1% (R\$ 31 milhões) no suprimento de energia, motivado principalmente por redução na venda na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (R\$ 42 milhões) compensado com aumento na venda de outras concessionárias e permissionárias no valor de R\$ 10 milhões, decorrente do aumento de 2,6% no volume da energia vendida e de 4,9% no preço médio.
- Redução de 26,8% (R\$ 471 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica –TUSD Consumidores Livres, em virtude da redução nas tarifas médias de venda de energia elétrica, instituídas pela Lei nº 12.783 de 11/01/2013.
- Redução de 17,8% (R\$ 62 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.

#### Deduções da Receita Operacional:

As Deduções da Receita Operacional em 2013 foram de R\$ 837 milhões, apresentando uma redução de 32,6% (R\$ 404 milhões) comparado com 2012. Os principais fatores desta variação foram:

- Redução de 21,8% (R\$ 149 milhões) do ICMS, principalmente em decorrência da redução do fornecimento faturado;
- Redução de 20,3% (R\$ 62 milhões) no PIS e COFINS, devido basicamente a redução do fornecimento, suprimento de energia elétrica e outras receitas.
- Referente aos Encargos Setoriais, como resultado de alterações nos regulamentos ANEEL na Lei 12.783, houve uma redução de 75,9% (R\$ 193 milhões), sendo as principais variações (i) Conta de Consumo de Combustível – CCC (redução de R\$ 90 milhões), (ii) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (redução de R\$ 64 milhões), (iii) Reserva Global De Reversão – RGR (redução R\$ 33 milhões), (iv) Programas de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética (redução de R\$ 10 milhões) e (v) Programa de Incentivo a Fontes Alternativas – PROINFA (aumento R\$ 3 milhões).

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

### Custo com Energia Elétrica:

#### 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).

#### Principais variações do Custo com Energia Elétrica de 2013, comparado com 2012:

O Custo com Energia Elétrica em 2013 totalizou R\$ 1.361 milhões, representando uma redução de 4,7% (R\$ 67 milhões) comparado com 2012.

#### Energia Elétrica Comprada para Revenda:

Aumentou 6,4% (R\$ 73 milhões), devido principalmente ao aumento nos preços médios em 15,4% (R\$ 120 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, parcialmente compensado com redução no volume de energia comprada em 4,1% (47 milhões).

#### Encargos do Uso do Sistema de Distribuição:

Redução de 50,2% (R\$ 140 milhões) devido principalmente: aos Encargos de Rede Básica (R\$ 95 milhões) devido a reajuste de transmissoras, Encargos de Energia de Reserva (R\$ 9 milhões), Encargos de conexão (R\$ 17 milhões) e Encargos de serviço de sistema – ESS (R\$ 22 milhões).

### Custos e Despesas Operacionais:

#### 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 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 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.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

### Principais variações dos Custos e Despesas Operacionais de 2013, comparado com 2012:

Os Custos e Despesas Operacionais foram de R\$ 758 milhões, um aumento de 0,5% (R\$ 4 milhões) quando comparado com 2012. Esta variação deve-se principalmente a:

- Aumento de 2,9% (R\$ 2 milhões) nas despesas com pessoal, principalmente pelo acordo coletivo, compensado parcialmente com redução na provisão PPR (R\$ 2 milhões) e com aumento na capitalização para investimentos (R\$ 1 milhão).
- Aumento de 2,8% (R\$ 3 milhões) nas despesas com serviços de terceiros, basicamente em função de aumento nas despesas com serviços de comunicação de dados.
- Aumento de 1,6% (R\$ 2 milhões) nas despesas com amortização, basicamente em função de aumento da base de ativos intangíveis.
- Redução do custo de construção de infraestrutura da concessão de 64,2% (R\$ 62 milhões), devido ao menor volume de investimentos, sem impactos no resultado da empresa, pois o mesmo valor é registrado na receita operacional;
- Aumento de 64,2% (R\$ 59 milhões) em Outras Despesas, principalmente pelo (i) aumento de R\$ 78 milhões em despesas legais, judiciais e indenizações, e (ii) aumento de R\$ 12 milhões em ganhos na alienação, desativação e outros de ativo não circulante, devido principalmente a baixa de ativos de distribuição e (iii) redução de R\$ 31 milhões na Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, decorrentes, basicamente, de contas a receber de consumidores.

### Resultado financeiro:

#### 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 milhão); (iv) Atualizações monetárias e cambiais (R\$ 7 milhões) e (v) redução nos juros capitalizados para investimentos (R\$ 1 milhão).

#### Principais variações do Resultado Financeiro de 2013, comparado com 2012:

O Resultado Financeiro Líquido apresentou uma despesa de R\$ 140 milhões em 2013, representando um aumento na despesa de R\$ 125 milhões, comparado com 2012. Esta variação decorre basicamente:

- Redução nas receitas financeiras de 26,8% (R\$ 31 milhões), decorrentes (i) Redução de R\$ 40 milhões na atualização do ativo financeiro, (ii) Redução de R\$ 16 milhões nas receitas com acréscimos e multas moratórias, (iii) Aumento de R\$ 18 milhões no rendimento de aplicação financeira e (iv) Aumento de R\$ 9 milhões nas receitas com atualização de depósitos judiciais;
- Aumento nas despesas financeiras de 71,7% (R\$ 94 milhões), principalmente em função de: (i) aumento de R\$ 22 milhões em encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais devido basicamente pelo aumento no endividamento em função das captações de debêntures e empréstimos em moeda estrangeira, (ii) Aumento de R\$ 48 milhões no ajuste de expectativa de fluxo de caixa, (iii) Aumento de R\$ 20 milhões nas despesas com derivativos e ajuste a valor justo da dívida em moeda estrangeira (iv) Aumento de R\$ 4 milhões nas despesas com multas atualizações monetárias e cambiais.

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma).

### 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 Companhia é 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: 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:

- 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.

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

### *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.

## **Resultados das Operações: 2013 em comparação com 2012**

Estamos reapresentando nossos Balanços Patrimoniais em 1º de janeiro de 2012 e 31 de dezembro de 2012, e nossas Demonstrações dos Resultados, dos Resultados Abrangentes, Fluxos de Caixa e Demonstração do Valor Adicionado de 31 de dezembro de 2012 como resultado da adoção em 1º de janeiro de 2013, do novo pronunciamento técnico emitido pelo IASB: IAS 19 (Benefícios a empregados – conforme revisão de 2011) . Este novo pronunciamento foi aplicado retrospectivamente a 2012 e 2011 de acordo com o IAS 8 (políticas contábeis, mudanças de estimativas e erros) para fins comparativos. Veja a nota 2.6 de nossas demonstrações financeiras para uma descrição deste pronunciamento e o impacto em nossas demonstrações financeira.

### *Receita Operacional Líquida*

As receitas operacionais líquidas foram de R\$ 2.422 milhões em 2013, uma redução de 8,3% quando comparado com 2012. Esta redução, 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\$ 2.135 milhões, uma redução de 6,9% (R\$ 158 milhões). A redução se deve principalmente a queda nas receitas, devido à redução nas tarifas médias cobradas como resultado da Lei nº 12.783/2013, na qual a ANEEL ratificou o resultado das revisões tarifárias extraordinárias, ou RTE, em 2013, aplicadas para consumo a partir de 24 de

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

janeiro de 2013 e ajustes tarifários, afetando a quantidade de energia elétrica distribuída para consumidores cativos e receita de TUSD de Consumidores Livres em nossas áreas de concessão.

### *Fornecimento faturado*

Comparado a 2012, nossa receita operacional bruta de vendas a Consumidores Finais reduziu 22,6% em 2013, para R\$ 2.372 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 Companhia são ajustadas a cada ano, em percentuais específicos para cada categoria de consumidor. O ajuste na Companhia ocorreu em junho. Em 2013, os preços de energia elétrica reduziram, principalmente devido ao resultado das revisões tarifárias extraordinárias ("RTE") em 2013, aplicadas para consumo de 24 de janeiro de 2013, associado ao efeito líquido dos ajustes anuais ("RTA") de -10,64%. Veja a nota explicativa 22 às nossas demonstrações financeiras auditadas. Os preços médios para Consumidores Finais em 2013 foram menores em todas as categorias de consumidores:

- Classes Residencial e Comercial: Crescimentos de 7,5% e 2,5%, respectivamente, favorecidos 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.
- Classe Industrial: Crescimento de 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.

### *Suprimento de Energia Elétrica*

As receitas operacionais de vendas foram de R\$ 151 milhões em 2013 (4,6% das receitas operacionais brutas), representando uma redução de 17,5% (R\$ 32 milhões) em relação a 2012. Esta redução ocorreu principalmente em função da redução na venda na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

### *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\$ 464 milhões em 2013 (19,1% da receita líquida), em comparação com os R\$ 264 milhões em 2012. O aumento de 75,8% reflete principalmente o registro dos descontos tarifários com recursos do CDE.

### *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 2013, essas deduções, que representaram 25,7% de nossa receita operacional bruta e 32,0% em 2012, foram de R\$ 837 milhões, uma redução de 32,5% (R\$ 404 milhões) comparado a 2012. Esta variação foi reflexo de: (i) a uma redução de 21,9% (ou R\$ 149 milhões) em ICMS, como resultado da queda em nosso fornecimento faturado e TUSD, (ii) a uma redução de 20,3% (ou R\$ 62 milhões) do PIS e COFINS, basicamente devido à redução em nossa receita operacional bruta (a base de cálculo desses impostos) e (iii) ao efeito líquido da redução de 76,1% (ou R\$ 194 milhões) em encargos regulatórios, principalmente como resultado de alterações nos regulamentos ANEEL na Lei 12.783, de 2013.

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

### *Custos Operacionais e Despesas Operacionais*

#### *Energia Elétrica Comprada para Revenda*

Os custos com compra de energia elétrica foram de R\$ 1.222 milhões em 2013 (66,7% do total de custos e despesas operacionais, descontados os custos com construção de infraestrutura de concessão). Estes custos foram 6,4% (ou R\$ 73 milhões) maiores que em 2012, principalmente em função do aumento nos preços médios, devido a exposição e variação da apuração do preço "PLD", aos reajustes de preços e a variação cambial da compra de Itaipu.

#### *Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição*

Os custos com encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 139 milhões em 2013. Este valor é 50,2% (R\$ 140 milhões) inferior ao apresentado em 2012, devido principalmente: (i) R\$ 95 milhões nos Encargos da Rede Básica, decorrentes da redução nas tarifas das empresas de transmissão, (ii) R\$ 22 milhões nos Encargos de Serviço do Sistema, Para obter informações adicionais sobre os encargos de uso da rede de energia, veja a nota explicativa 23 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\$ 471 milhões em 2013, um aumento de 16,3% com relação a 2012. Isso se deve principalmente em função de: (i) aumento R\$ 77 milhões nas despesas legais, judiciais e indenizações, (ii) aumento de R\$ 11 milhões na alienação, desativação e outros de ativo não circulante (iii) redução de R\$ 30 milhões nas despesas de provisão para crédito de liquidação duvidosa.

#### *Resultado do Serviço*

O resultado do serviço foi de R\$ 303 milhões em 2013, 34,3% (R\$ 158 milhões) menor que em 2012 devido principalmente pela redução de 8,3% na receita operacional líquida, aliado ao aumento de 29,8% nas despesas operacionais, parcialmente compensados com a redução no custo do serviço de energia elétrica em 6,7%.

#### *Resultado Financeiro Líquido*

A despesa financeira líquida foi de R\$ 140 milhões em 2013, em comparação com R\$ 16 milhões em 2012. O aumento de R\$ 124 milhões é principalmente decorrente: (i) redução de R\$ 87 milhões na receita de atualização do ativo financeiro e (ii) aumento de R\$ 50 milhões em encargos de dívida e atualizações monetárias, como resultado do aumento do nosso endividamento.

Em 31 de dezembro de 2013, nosso endividamento em reais somou R\$ 1.191 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\$ 518 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 uma redução de 8,0% em 2013, comparado a 8,4% em 2012, e a TJLP reduziu em 5,0% em 2013, em comparação a 5,8% em 2012.

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

Foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$ 39 milhões, em comparação com R\$ 130 milhões em 2012. A alíquota efetiva sobre o lucro antes dos tributos de 24,0% foi inferior à alíquota oficial de 34,0%.

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

### *Lucro Líquido do Exercício*

Devido aos fatores explicados acima, o lucro líquido em 2013 foi de R\$ 124 milhões, representando uma redução de 60,8% (R\$ 192 milhões), quando comparado com 2012.

### ***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;***

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

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

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

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

Não aplicável em razão de não ter havido constituição, aquisição ou alienação de participação societária no período.

***c) eventos ou operações não usuais***

Não aplicável em razão de não ter havido eventos ou operações não usuais no período.

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

### 10.4 Comentários dos diretores sobre:

#### **a) mudanças significativas nas práticas contábeis**

Em função da promulgação das Leis 11.638/2007 e 11.941/2009, durante o exercício de 2008, o CPC emitiu e a CVM aprovou uma série de Pronunciamentos e Interpretações contábeis que tinha por objetivo a convergência das práticas contábeis brasileiras às práticas internacionais de contabilidade ("IFRS"). Tais pronunciamentos foram integralmente aplicados concluindo a primeira fase do processo de convergência.

Para que o processo fosse totalmente concluído, novos pronunciamentos foram emitidos ao longo de 2009 e 2010, de modo a permitir que as demonstrações financeiras 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.

#### **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. Estes pronunciamentos que tiveram maior impacto em nossas demonstrações financeiras são relacionados a consolidação e 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 consolidadas.

#### **2012 e 2011**

As demonstrações financeiras de 2011 e 2012 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").

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

Devido ao ICPC 01 – Contratos de Concessão e ajuste para recomposição do ativo intangível de infraestrutura, no momento da adoção inicial a infraestrutura de concessão que era registrada como um ativo imobilizado vinculado à concessão passou a ser registrado da seguinte forma (i) um ativo intangível correspondendo ao direito de explorar a concessão mediante cobrança aos usuários dos serviços públicos, e (ii) um ativo financeiro correspondendo ao direito contratual incondicional de recebimento de caixa (indenização) mediante reversão dos ativos ao término da concessão. O valor do ativo financeiro da concessão foi determinado pelo seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos estabelecida pelo órgão regulador. O ativo financeiro enquadra-se na categoria de disponível para venda e é atualizado anualmente de acordo com a variação de seu valor justo. Até 2011, o reconhecimento era em contrapartida a outros resultados abrangentes no patrimônio líquido.

Em 2012, a Companhia passou a contabilizar a atualização financeira dos ativos financeiros da concessão no resultado financeiro, e, apesar de imaterial, ajustou ou reclassificou para fins de comparação com as demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012 as Demonstrações Financeiras apresentadas em 2011. Esta alteração decorre da reclassificação do reconhecimento em "outros resultados abrangentes" das mudanças nas expectativas dos fluxos de caixa do ativo financeiro da concessão determinado pelo IFRIC12/ICPC 01(R1) designado na categoria disponível para venda.

Apesar de o contrato de concessão não ser explícito na definição se a indenização será baseada no valor efetivamente investido na infraestrutura ou se será baseada no residual apurado pela metodologia de precificação de tarifas, ou seja, Base de Remuneração Regulatória ("BRR"), a Companhia com base na sua melhor interpretação do contrato de concessão, possui expectativa de receber ao término da concessão, como indenização pelos investimentos efetuados e ainda não recuperados, o montante equivalente ao apurado pela BRR. Na adoção inicial das IFRS, a Companhia considerou que mudanças nos valores justos dos ativos que compõem a infraestrutura da concessão seriam também mudanças no valor justo do ativo financeiro a ser recebido como indenização ao término da concessão e, portanto, tais mudanças foram reconhecidas integralmente em "outros resultados abrangentes". Cabe ressaltar que o procedimento adotado deu-se após análises e discussões em grupo técnico da indústria criado para discutir a implantação do IFRS no Brasil, sendo que a metodologia descrita anteriormente nesse parágrafo foi aplicada também por outras empresas do mercado brasileiro que adotaram a BRR como base para definição do valor da indenização.

No entanto, após revisão dos critérios utilizados na contabilização desse ativo financeiro e evolução das discussões na indústria, a Companhia concluiu que as variações nos valores justos dos ativos da infraestrutura e, conseqüentemente da indenização, refletem alterações das expectativas dos fluxos de caixa estimados e, portanto deveriam ser reconhecidos no resultado do exercício usando o método dos juros efetivos de acordo com o parágrafo AG8 do CPC 38 e IAS 39 Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração.

Desta forma a Companhia incorreu em um erro não material e não intencional quando da interpretação da literatura contábil. Apesar da imaterialidade do ajuste, a Companhia decidiu ajustar os saldos comparativos de 2011 para a apresentação nas demonstrações financeiras de 2012 para fins de manter a melhor comparação dos saldos.

Conseqüentemente, a Companhia está reclassificando e ajustando as demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2011, apresentadas comparativamente às demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, onde a atualização do ativo financeiro de concessão, decorrente das alterações das expectativas de seus fluxos de caixa estimados, está sendo reclassificada de "resultado abrangente acumulado" para "lucros acumulados", ambos no patrimônio líquido, e sendo reconhecida no resultado do exercício de 2011 em conta de "resultado financeiro".

Como mencionado acima, uma vez que tais efeitos são considerados imateriais e não alteram os saldos totais de ativos, passivos e patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2011 e em 1 de janeiro de 2011, a Companhia não apresentou o balanço patrimonial do início do período mais antigo apresentado.

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

Não houve alterações significativas nas práticas contábeis adotada pela Companhia.

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

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

No Relatório dos Auditores Independentes, referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2014, datado de 16 de março de 2015, emitido pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, não contém parágrafos de ênfases ou ressalvas.

## 10.6 - Controles internos relativos à elaboração das demonstrações financeiras - Grau de eficiência e deficiência e recomendações presentes no relatório do auditor

### 10.6 Comentários dos Diretores sobre controles internos adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis:

#### ***a) grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las***

Anualmente, todos os processos e controles internos relevantes para nossas demonstrações financeiras são avaliados e certificados eletronicamente pelos nossos gestores, através de um sistema automático de Gerenciamento de Controles Internos. A Administração da controladora CPFL Energia avaliou a eficácia dos controles internos sobre a divulgação das informações financeiras com relação às demonstrações de 31 de dezembro de 2014, baseada nos critérios estabelecidos em "Controles Internos - Estrutura Integrada" emitido pelo COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*) em 1992. Baseada nestes critérios e avaliação, a Administração da controladora CPFL Energia concluiu que nossos controles internos sobre a divulgação de informações financeiras são eficazes para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014. Nossa administração não identificou nenhuma alteração em nossos controles internos sobre demonstrações financeiras durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2014 que tenha afetado materialmente, ou que possa afetar nossos controles internos sobre as demonstrações financeiras.

A COSO publicou uma versão atualizada da sua Estrutura em 2013. Para o exercício de 2014, continuamos a usar a Estrutura da COSO emitido em 1992, mas atualmente estamos estruturando a implantação da Estrutura de 2013. A administração está atualmente comparando nossos controles internos implementados no âmbito da estrutura COSO 1992 ao de 2013 e, até o momento, com base no nosso negócio, não encontrou inconsistências relevantes em controles internos.

#### *Controles Internos de Informações Financeiras*

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

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

A eficácia dos controles internos sobre o processo de elaboração de relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2014 foi auditada pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, conforme declarado em seu relatório.

#### ***b) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor 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, a Administração da controladora CPFL Energia atualmente não tem conhecimento de fatos ou aspectos que possam indicar a presença de fraquezas materiais no ambiente de controles internos sobre a divulgação das demonstrações financeiras.

**10.8 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras****10.8 Descrição dos diretores sobre itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor**

***a) os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items):***

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

Em 31 de dezembro de 2014, não havia 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.

**10.9 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras****10.9 Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8, 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.

## 10.10 - Plano de negócios

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma).

### 10.10 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 2014, 2013 e 2012, foram de R\$ 192 milhões, R\$ 282 e R\$ 380 milhões, respectivamente.

Neste exercício, o montante de R\$ 192 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;***

Vide item 10.1.d supracitado.

##### ***iii. desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos;***

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

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

Vide item 10.10.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.

## 10.11 - Outros fatores com influência relevante

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

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

## 11.1 - Projeções divulgadas e premissas

### 11.1 As projeções devem identificar:

**a) objeto da projeção;**

As projeções individuais da Companhia não são divulgadas.

**b) período projetado e o prazo de validade da projeção;**

As projeções individuais da Companhia não são divulgadas.

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

As projeções individuais da Companhia não são divulgadas.

**d) Valores dos indicadores que são objeto de previsão.**

As projeções individuais da Companhia não são divulgadas.

## 11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

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

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

As projeções individuais da Companhia não são divulgadas.

- 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;**

As projeções individuais da Companhia não são divulgadas.

- 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.**

As projeções individuais da Companhia não são divulgadas.

## 12.1 - Descrição da estrutura administrativa

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

#### a) atribuições de cada órgão e comitê

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 e as disposições do Acordo de Acionistas da controladora CPFL Energia.

##### 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 é composto por três membros.

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

O Estatuto Social da Companhia, bem como o Regimento Interno do Conselho de Administração, estão disponíveis na sede da Companhia, em seu website ([www.cpfl.com.br/governanca](http://www.cpfl.com.br/governanca)) e, ainda, no website de Relações com Investidores ([www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)).

##### a.2) Diretoria

A Diretoria Executiva da Companhia é responsável pela administração cotidiana de suas operações. Nos termos do Estatuto Social, é composta por até seis membros, 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 competências 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.

## 12.1 - Descrição da estrutura administrativa

### **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**

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

### **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, infra-estrutura 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").

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

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

**12.3 - Datas e jornais de publicação das informações exigidas pela Lei nº6.404/76**

<b>Exercício Social</b>	<b>Publicação</b>	<b>Jornal - UF</b>	<b>Datas</b>
31/12/2014	Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Sul - RS	27/03/2015
		Jornal Pioneiro de Caxias do Sul - RS	27/03/2015
31/12/2013	Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Sul - RS	28/03/2014
		Jornal Pioneiro de Caxias do Sul - RS	28/03/2014
31/12/2012	Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Sul - RS	14/03/2013
		Jornal Pioneiro de Caxias do Sul - RS	14/03/2013
	Ata da AGO que Apreciou as Demonstrações Financeiras	Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Sul - RS	25/06/2013
		Jornal Pioneiro de Caxias do Sul - RS	25/06/2013

**12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal**

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador
Outros cargos e funções exercidas no emissor				
Wagner Luiz Schneider de Freitas	43	Pertence apenas à Diretoria	07/05/2015	2 anos- até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2017
024.833.017-97	Engenheiro Metalúrgico e de Materiais	Diretor de Administração	08/05/2015	Não
Thiago Freire Guth	37	Pertence apenas à Diretoria	30/06/2015	até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2017
694.710.021-68	Engenheiro Eletricista	Diretor de Distribuição	30/06/2015	Não
José Carlos Saciloto Tadiello	58	Pertence apenas à Diretoria	30/06/2015	até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2017
227.455.640-72	Economista	Diretor de Gestão de Energia	30/06/2015	Não
Hélio Puttini Junior	56	Pertence apenas à Diretoria	07/05/2015	2 anos- até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2017
313.865.556-49	Engenheiro Eletricista	Diretor de Assuntos Regulatórios	08/05/2015	Não
Luis Henrique Ferreira Pinto	55	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2016	1 ano - até a AGO que se realizar em 2017
029.352.408-47	Engenheiro Eletricista	20 - Presidente do Conselho de Administração	28/04/2016	Sim
Luiz Carlos Pereira da Silva	56	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2016	1 ano - até a AGO que se realizar em 2017
308.365.730-72	Eletricitário	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	28/04/2016	Não
Gustavo Estrella	42	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	28/04/2016	1 ano - até a AGO que se realizar em 2017

**12.6 / 8 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal**

Nome	Idade	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador

<b>Outros cargos e funções exercidas no emissor</b>				
037.234.097-09	Administrador de Empresas	35 - Conselheiro(Efetivo) e Dir. Rel. Invest.	28/04/2016	Sim

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores - Eleição em: 07/05/2015 - Posse: 08/05/2015 - Mandato: 2 anos, até a data da 1ª RCA que se realizar posteriormente à AGO do exercício social de 2017

**Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações**

Wagner Luiz Schneider de Freitas - 024.833.017-97

Graduado em Engenharia Metalúrgica e de Materiais pelo Instituto Militar de Engenharia - IME/RJ em 1994, com especializações em Engenharia de Materiais pela Universidade Federal do Paraná - UFPR/PR em 1996, em Logística pelo Instituto de Logística da Aeronáutica - ILA/SP em 1997, e mestrado em Engenharia Mecânica e Aeronáutica, Gestão Industrial e Desenvolvimento Estratégico pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica - ITA/SP em 2003. Atuou como Engenheiro de Qualidade pela Volkswagen/Audi de 1998 a 2000. Atuou como Engenheiro de Qualidade na Embraer de 2000 a 2003 em São José dos Campos - SP e posteriormente como Gerente de Operações e Qualidade em Fort Lauderdale - Flórida/EUA de 2003 a 2005, e como Gerente Sênior em São José dos Campos/SP de 2005 a 2008. Foi Consultor pela McKinsey & Company de 2008 a 2010. Atuou como Diretor de Operações do Grupo Positivo de 2010 a 2012 e como Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento da Whirlpool - Embraco. Atualmente é Diretor Administrativo da CPFL Paulista, da CPFL Piratininga, da RGE, 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, Embraco e Energisa onde adquiriu prévia experiência no setor Elétrico. Ingressou na CPFL em 2012 à frente da Gerência de Gestão Operacional e posteriormente Gerência de Operações onde promoveu a implantação da gestão de processos para otimização das atividades e adequação ao novo modelo de operação por dados. Atualmente é Diretor de Distribuição das 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.

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. Atualmente é Diretor de Gestão de Energia das empresas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE e demais subsidiárias de distribuição do grupo CPFL Energia. 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.

Hélio Puttini Junior - 313.865.556-49

Graduado em Engenharia Elétrica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI, em 1983, com pós-graduação (Latu Sensu) em Engenharia Econômica, pela Associação de Ensino Unificado do Distrito Federal, em 1986. No decorrer de sua experiência profissional ocupou diversos cargos na Companhia Energética de Brasília - CEB como Gerente da Seção de Desenvolvimento e Estatística - SEDE (1985-1991), Assessor do Departamento Comercial de Distribuição - DCD (1991-1994), Gerente de Planejamento Comercial (1994-1996), Gerente de Manutenção de Redes Aéreas (1996-1997). No período de 1998-2001 ocupou o cargo de Superintendente de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade na ANEEL e de 2001-2003 como Assessor de Presidência da CEB. Atualmente ocupa o cargo de Diretor de Assuntos Regulatórios da RGE, CPFL Paulista, CPFL Piratininga e das demais subsidiárias da Distribuição da CPFL Energia.

Nos últimos 5 (cinco) anos, o Sr. Hélio Puttini Junior não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Luis Henrique Ferreira Pinto - 029.352.408-47

Formado em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia de Barretos em 1985. cursou pós-graduação em Engenharia do Sistema Elétrico de Potência pela Escola Federal de Itajubá (EFEI) em 1990, e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) em 2001 (não defendeu tese); e duas especializações, dentre as quais MBA em Gestão Empresarial (2004) e MBA em Gestão Financeira, Controladoria e Auditoria (2011), na Fundação Getúlio Vargas - FGV. Na Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), exerceu diversos cargos, como: Engenheiro de Planejamento da Operação (1986 a 2000); Gerente da Divisão de Serviços de 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/ELETRORAS (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, exceto CPFL Renováveis.. É também Vice-Presidente do Conselho de Administração da RGE, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, e CPFL Geração e membro do Conselho de Administração da CPFL Renováveis, Sul Geradora e Enercan.

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 - Composição dos comitês estatutários e dos comitês de auditoria, financeiro e de remuneração**

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

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

## 12.12 - Outras informações relevantes

### **12.12 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:

#### **Item 12.3**

Em complemento ao quadro 12.3. acima, informamos que os avisos aos acionistas comunicando a disponibilização das demonstrações financeiras relativas aos exercícios sociais encerrados em 2014, 2013 e 2012 foram dispensados de publicação, nos termos do artigo 133, parágrafo 5º, da Lei das Sociedades por Ações.

Adicionalmente, informamos que até a data de arquivamento deste Formulário a ata da Assembléia Geral Ordinária que apreciou as Demonstrações Financeiras, realizada em 28 de abril de 2015, não havia sido publicada em jornais.

Em relação à convocação da Assembleia, a Companhia não possui acionistas minoritários, apenas a CPFL Energia como seu acionista. Desta forma, a Companhia enquadra-se no §2º, do Artigo nº 21, da Instrução CVM nº 480/2009, que faz referência ao §4º, do Artigo nº 124, da Lei nº 6.404/1976.

#### **Item 12.6/8**

Em complemento ao item referido declaramos que: conforme a Ata da RCA de 29/09/2015 o cargo de Diretor Presidente, ficará vago até a indicação pelo órgão competente.

**13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal****Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31/12/2015 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	3,00	4,00		7,00
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	67.000,00	1.497.000,00		1.564.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	35.000,00		35.000,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	13.000,00	419.000,00		432.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	767.000,00		767.000,00
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	449.000,00		449.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a INSS e ILP		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	117.000,00		117.000,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	0,00		0,00
<b>Baseada em ações</b>	0,00	0,00		0,00
<b>Observação</b>	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 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	3.284.000,00		3.364.000,00

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	3,00	4,00		7,00
<b>Remuneração fixa anual</b>				
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		
<b>Remuneração variável</b>				
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		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	54.000,00		54.000,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	0,00		0,00
<b>Baseada em ações</b>	0,00	0,00		0,00
<b>Observação</b>	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 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 de membros	3,00	4,00		7,00
<b>Remuneração fixa anual</b>				
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		
<b>Remuneração variável</b>				
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.		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	62.000,00		62.000,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	0,00		0,00
<b>Baseada em ações</b>	0,00	0,00		0,00
<b>Observação</b>	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 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.		
<b>Total da remuneração</b>	69.000,00	1.647.000,00		1.716.000,00

**Remuneração total do Exercício Social em 31/12/2012 - Valores Anuais**

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº de membros	3,00	4,00		7,00
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	60.000,00	848.000,00		908.000,00
Benefícios direto e indireto	0,00	0,00		0,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	12.000,00	444.000,00		456.000,00
Descrição de outras remunerações fixas	Refere-se a INSS	Refere-se a INSS e FGTS		
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	516.000,00		516.000,00
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	331.000,00		331.000,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Refere-se a ILP e INSS		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	66.000,00		66.000,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	0,00		0,00
<b>Baseada em ações</b>	0,00	0,00		0,00
<b>Observação</b>	O número de membros do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária da Companhia foram calculados em linha com as disposições do Ofício-Circular CVM nº 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.		
<b>Total da remuneração</b>	72.000,00	2.205.000,00		2.277.000,00

## 13.7 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária

<b>13.7 Opções em aberto do conselho de administração e da diretoria estatutária ao final do último exercício social</b>
--

### a) órgão

Não aplicável em razão da Companhia não possuir plano de remuneração baseado em ações.

### b) número de membros

Não aplicável em razão da Companhia não possuir plano de remuneração baseado em ações.

### c) em relação às opções ainda não exercíveis

- i. quantidade
- ii. data em que se tornarão exercíveis
- iii. prazo máximo para exercício das opções
- iv. prazo de restrição à transferência das ações
- v. preço médio ponderado de exercício
- vi. valor justo das opções no último dia do exercício social

Não aplicável em razão da Companhia não possuir plano de remuneração baseado em ações.

### d) em relação às opções exercíveis

- i. quantidade
- ii. prazo máximo para exercício das opções
- iii. prazo de restrição à transferência das ações
- iv. preço médio ponderado de exercício
- v. valor justo das opções no último dia do exercício social
- vi. valor justo do total das opções no último dia do exercício social

Não aplicável em razão da Companhia não possuir plano de remuneração baseado em ações.

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

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

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

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma).

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

<b>EXERCÍCIO DE 2012</b>			
<b>Órgão</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>
Percentual da remuneração total	0%	0%	89%

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

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

**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:

<b>EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014</b>			
<b>Mês</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>
Janeiro	3	0	4
Fevereiro	3	0	4
Março	3	0	4
Abril	3	0	4
Maio	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

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

**13.16 - Outras informações relevantes**

<b>EXERCÍCIO SOCIAL ENCERRADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012</b>			
<b>Mês</b>	<b>Conselho de Administração</b>	<b>Conselho Fiscal</b>	<b>Diretoria Estatutária</b>
Janeiro	3	0	4
Fevereiro	3	0	4
Março	3	0	4
Abril	3	0	4
Maio	3	0	4
Junho	3	0	4
Julho	3	0	4
Agosto	3	0	4
Setembro	3	0	4
Outubro	3	0	4
Novembro	3	0	4
Dezembro	3	0	4

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

Acionista						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
<b>Detalhamento por classes de ações (Unidades)</b>						
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
<b>CPFL ENERGIA S.A.</b>						
02.429.144/0001-93	BRASILEIRA-SP	Não	Sim	17/12/2015		
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%				
<b>OUTROS</b>						
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%	
<b>AÇÕES EM TESOURARIA - Data da última alteração:</b>						
0	0,000000%	0	0,000000%	0	0,000000%	
<b>TOTAL</b>						
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	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
CPFL ENERGIA S.A.				02.429.144/0001-93	
<b>Antares Holdings Ltda.</b>					
07.341.926/0001-90	Brasileira-SP	Não	Não	29/04/2016	
16.967.165	1,670000	0	0,000000	16.967.165	1,670000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
<b>BNDES Participações S.A.</b>					
00.383.281/0001-09	Brasileira-RJ	Não	Não	29/04/2016	
68.592.097	6,740000	0	0,000000	68.592.097	6,740000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
<b>Bonaire Participações S.A.</b>					
02.117.801/0001-67	Brasileira-SP	Sim	Sim	29/04/2016	
1.269.386	0,120000	0	0,000000	1.269.386	0,120000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
<b>Brumado Holdings Ltda.</b>					
08.397.763/0001-20	Brasileira-SP	Não	Não	29/04/2016	
36.497.075	3,590000	0	0,000000	36.497.075	3,590000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			

## 15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
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	
Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI					
33.754.482/0001-24	Brasileira-RJ	Sim	Sim	29/04/2016	
30.502.185	3,000000	0	0,000000	30.502.185	3,000000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
Camargo Corrêa S.A.					
01.098.905/0001-09	Brasileira-SP	Sim	Sim	28/04/2016	
27.435	0,010000	0	0,000000	27.435	0,010000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações					
02.178.371/0001-93	Brasileira-RJ	Sim	Sim	29/04/2016	
150.136.050	14,750000	0	0,000000	150.136.050	14,750000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
ESC Energia S.A.					
15.146.011/0001-51	Brasileira-SP	Sim	Sim	29/04/2016	
239.956.080	23,570000	0	0,000000	239.956.080	23,570000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			

## 15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
<b>CPFL ENERGIA S.A.</b>				<b>02.429.144/0001-93</b>	
<b>Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros</b>					
34.053.942/0001-50	Brasileira-RJ	Não	Sim	29/04/2016	
1.861.659	0,180000	0	0,000000	1.861.659	0,180000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
<b>Fundo Mútuo de Investimento em Ações - BB Carteira Livre I</b>					
73.899.742/0001-74	Brasileira-RJ	Sim	Sim	29/04/2016	
269.285.374	26,450000	0	0,000000	269.285.374	26,450000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
<b>OUTROS</b>					
202.820.240	19,920000	0	0,000000	202.820.240	19,920000
<b>TOTAL</b>	<b>1.017.914.746</b>	<b>100,000000</b>	<b>0</b>	<b>0,000000</b>	<b>1.017.914.746</b>
					<b>100,000000</b>

## 15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
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	
Antares Holdings Ltda.				07.341.926/0001-90		
Bradespar S. A.						
03.847.461/0001-92	Brasileira-SP	Não	Sim	30/04/2015		
326.999.999	99,990000	0	0,000000	326.999.999	99,990000	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000000				
NCF Participações S.A.						
04.233.319/0001-18	Brasileira-SP	Não	Sim	30/04/2015		
1	0,010000	0	0,000000	1	0,010000	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
<b>TOTAL</b>	<b>327.000.000</b>	<b>100,000000</b>	<b>0</b>	<b>0,000000</b>	<b>327.000.000</b>	<b>100,000000</b>

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
<b>BNDES Participações S.A.</b>				<b>00.383.281/0001-09</b>	
<b>Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social</b>					
33.657.248/0001-89	Brasileira-RJ	Não	Sim	04/09/1974	
1	100,000000	0	0,000000	1	100,000000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
<b>OUTROS</b>					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
<b>TOTAL</b>	<b>1</b>	<b>100,000000</b>	<b>0</b>	<b>0,000000</b>	<b>100,000000</b>



## 15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
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	
Brumado Holdings Ltda.				08.397.763/0001-20		
Antares Holdings Ltda.						
07.341.926/0001-90	Brasileira-SP	Não	Sim	30/04/2015		
983.227.791	99,990000	0	0,000000	983.227.791	99,990000	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000000				
Bradespar S. A.						
03.847.461/0001-92	Brasileira-SP	Não	Sim	30/04/2015		
1	0,010000	0	0,000000	1	0,010000	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
<b>TOTAL</b>	<b>983.227.792</b>	<b>100,000000</b>	<b>0</b>	<b>0,000000</b>	<b>983.227.792</b>	<b>100,000000</b>

## 15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
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
Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações				02.178.371/0001-93	
<b>Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros</b>					
34.053.942/0001-50	Brasileira-RJ	Não	Sim	16/11/2004	
181.405.069	22,780000	0	0,000000	181.405.069	22,780000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
<b>Fundação Sabesp de Seguridade Social - Sabesprev</b>					
65.471.914/0001-86	Brasileira-SP	Não	Sim	16/11/2004	
4.823.881	0,610000	0	0,000000	4.823.881	0,610000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
<b>Fundação Sistel de Seguridade Social</b>					
00.493.916/0001-20	Brasileira-DF	Não	Sim	16/11/2004	
256.722.311	32,230000	0	0,000000	256.722.311	32,230000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
<b>Fundos de Investimento em Cotas de Fundo de Investimento em Participações 114</b>					
07.792.436/0001-00	Brasileira-SP	Não	Sim	16/11/2004	
353.528.507	44,380000	0	0,000000	353.528.507	44,380000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
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
Energia São Paulo Fundo de Investimento em Ações				02.178.371/0001-93	
<b>OUTROS</b>					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
<b>TOTAL</b>					
796.479.768	100,000000	0	0,000000	796.479.768	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	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
<b>ESC Energia S.A.</b>				<b>15.146.011/0001-51</b>	
<b>Átila Holdings S/A</b>					
07.305.671/0001-00	Brasileira-SP	Não	Sim	28/11/2013	
521.196.307	50,000000	0	0,000000	521.196.307	50,000000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
<b>OUTROS</b>					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
<b>TOTAL</b>	<b>1.042.392.615</b>	<b>100,000000</b>	<b>0</b>	<b>0,000000</b>	<b>1.042.392.615</b>
<b>VBC Energia S.A.</b>					
00.095.147/0001-02	Brasileira-SP	Não	Sim	28/11/2013	
521.196.308	50,000000	0	0,000000	521.196.308	50,000000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			

## 15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
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
Fundo Mútuo de Investimento em Ações - BB Carteira Livre I				73.899.742/0001-74	
Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI					
33.754.482/0001-24	Brasileira-RJ	Não	Sim	03/11/2009	
130.163.541	100,000000	0	0,000000	130.163.541	100,000000
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %			
TOTAL	0	0.000000			
OUTROS					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
TOTAL					
130.163.541	100,000000	0	0,000000	130.163.541	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		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
<b>Átila Holdings S/A</b>				<b>07.305.671/0001-00</b>		
<b>Camargo Corrêa S.A.</b>						
01.098.905/0001-09	Brasileira-SP	Não	Sim	15/04/2015		
821.452.787	100,000000	0	0,000000	821.452.787	100,000000	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000000				
<b>OUTROS</b>						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
<b>TOTAL</b>	<b>821.452.787</b>	<b>100,000000</b>	<b>0</b>	<b>0,000000</b>	<b>821.452.787</b>	<b>100,000000</b>

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
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
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social				33.657.248/0001-89	
<b>OUTROS</b>					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
<b>TOTAL</b>					
6.273.711.452	100,000000	0	0,000000	6.273.711.452	100,000000
<b>União Federal ( Ministério da Fazenda)</b>					
00.394.460/0409-50	Brasileira-DF	Não	Sim	28/09/2012	
6.273.711.452	100,000000	0	0,000000	6.273.711.452	100,000000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
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	
Fundos de Investimento em Cotas de Fundo de Investimento em Participações 114				07.792.436/0001-00		
<b>Fundação CESP</b>						
62.465.117/0001-06	Brasileira-SP	Não	Sim	16/11/2004		
5.459.656	100,000000	0	0,000000	5.459.656	100,000000	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000000				
<b>OUTROS</b>						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
<b>TOTAL</b>	<b>5.459.656</b>	<b>100,000000</b>	<b>0</b>	<b>0,000000</b>	<b>5.459.656</b>	<b>100,000000</b>

## 15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
Detalhamento de ações (Unidades)					
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social
<b>VBC Energia S.A.</b>				<b>00.095.147/0001-02</b>	
<b>Camargo Corrêa Energia S.A.</b>					
04.922.357/0001-88	Brasileira-SP	Não	Sim	28/11/2013	
1.937.959	44,680000	47.018	74,650000	1.984.977	45,110000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0,000000			
<b>Camargo Corrêa Investimento em Infra-Estrutura S.A.</b>					
02.372.232/0001-04	Brasileira-SP	Não	Não	28/11/2013	
496.665	11,450000	0	0,000000	496.665	11,290000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0,000000			
<b>Camargo Corrêa S.A.</b>					
01.098.905/0001-09	Brasileira-SP	Não	Sim	21/10/2015	
1.902.651	43,870000	15.963	25,350000	1.918.614	43,600000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0,000000			
<b>OUTROS</b>					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
<b>TOTAL</b>	<b>4.337.275</b>	<b>100,000000</b>	<b>62.981</b>	<b>100,000000</b>	<b>4.400.256</b>
					<b>100,000000</b>

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
<b>Camargo Corrêa Energia S.A.</b>				<b>04.922.357/0001-88</b>		
<b>Camargo Corrêa Investimento em Infra-Estrutura S.A.</b>						
02.372.232/0001-04	Brasileira-SP	Não	Sim	25/11/2014		
2.360.886	100,000000	689.075	100,000000	3.049.961	100,000000	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0,000000				
<b>OUTROS</b>						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
<b>TOTAL</b>	<b>2.360.886</b>	<b>100,000000</b>	<b>689.075</b>	<b>100,000000</b>	<b>3.049.961</b>	<b>100,000000</b>



**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
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
Camargo Corrêa S.A.				01.098.905/0001-09	
<b>OUTROS</b>					
3	0,010000	1	0,000000	4	0,000000
<b>Participações Morro Vermelho S.A.</b>					
03.987.192/0001-60	Brasileira-SP	Não	Sim	30/04/2012	
48.943	99,990000	93.099	100,000000	142.042	100,000000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0,000000			
<b>TOTAL</b>					
48.946	100,000000	93.100	100,000000	142.046	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	
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
Participações Morro Vermelho S.A.				03.987.192/0001-60	
<b>OUTROS</b>					
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000
<b>RCABON Empreendimentos e Participações S.A.</b>					
09.594.448/0001-55	Brasileira-SP	Não	Sim	30/04/2015	
750.000	33,330000	0	0,000000	750.000	11,110000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0,000000			
<b>RCABPN Empreendimentos e Participações S.A.</b>					
09.594.459/0001-35	Brasileira-SP	Não	Não	01/10/2008	
0	0,000000	1.498.080	33,290000	1.498.080	22,190000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0,000000			
<b>RCNON Empreendimentos e Participações S.A.</b>					
09.594.570/0001-21	Brasileira-SP	Não	Sim	30/04/2015	
750.000	33,330000	0	0,000000	750.000	11,110000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0,000000			
<b>RCNPN Empreendimentos e Participações S.A.</b>					
09.594.480/0001-30	Brasileira-SP	Não	Não	01/10/2008	
0	0,000000	1.498.080	33,290000	1.498.080	22,190000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			

## 15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
<b>Participações Morro Vermelho S.A.</b>				<b>03.987.192/0001-60</b>		
<b>RCNPN Empreendimentos e Participações S.A.</b>						
09.594.480/0001-30	Brasileira-SP	Não	Não	01/10/2008		
0	0,000000	1.498.080	33,290000	1.498.080	22,190000	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0,000000				
<b>RCPODON Empreendimentos e Participações S.A.</b>						
09.594.541/0001-60	Brasileira-SP	Não	Sim	30/04/2015		
750.000	33,340000	0	0,000000	750.000	11,120000	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0,000000				
<b>RCPODPN Empreendimentos e Participações S.A.</b>						
09.594.468/0001-26	Brasileira-SP	Não	Não	01/10/2008		
0	0,000000	1.498.080	33,290000	1.498.080	22,190000	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0,000000				
<b>RRRPN Empreendimentos e Participações S.A.</b>						
09.608.284/0001-78	Brasileira-SP	Não	Não	01/10/2008		
0	0,000000	5.760	0,130000	5.760	0,090000	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0,000000				

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
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
Participações Morro Vermelho S.A.				03.987.192/0001-60	
<b>TOTAL</b>					
2.250.000	100,000000	4.500.000	100,000000	6.750.000	100,000000

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
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	
RCABON Empreendimentos e Participações S.A.				09.594.448/0001-55		
<b>OUTROS</b>						
0	0,000000	60	40,000000	60	0,010000	
<b>Rosana Camargo de Arruda Botelho</b>						
535.804.358-68	Brasileira-SP	Não	Sim	06/12/2012		
749.850	100,000000	90	60,000000	749.940	99,990000	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0,000000				
<b>TOTAL</b>	<b>749.850</b>	<b>100,000000</b>	<b>150</b>	<b>100,000000</b>	<b>750.000</b>	<b>100,000000</b>

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
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
RCABPN Empreendimentos e Participações S.A.				09.594.459/0001-35	
<b>OUTROS</b>					
60	0,010000	0	0,000000	60	0,010000
<b>Rosana Camargo de Arruda Botelho</b>					
535.804.358-68	Brasileira-SP	Não	Sim	06/12/2012	
1.499.940	99,990000	0	0,000000	1.499.940	99,990000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
<b>TOTAL</b>					
1.500.000	100,000000	0	0,000000	1.500.000	100,000000

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
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	
RCNON Empreendimentos e Participações S.A.				09.594.570/0001-21		
<b>OUTROS</b>						
0	0,000000	110	73,330000	110	0,010000	
<b>Renata De Camargo Nascimento</b>						
535.804.608-97	Brasileira-SP	Não	Sim	01/10/2008		
749.850	100,000000	40	26,670000	749.890	99,990000	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0,000000				
<b>TOTAL</b>	<b>749.850</b>	<b>100,000000</b>	<b>150</b>	<b>100,000000</b>	<b>750.000</b>	<b>100,000000</b>

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
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
RCNPN Empreendimentos e Participações S.A.				09.594.480/0001-30	
<b>OUTROS</b>					
110	0,010000	0	0,000000	110	0,010000
<b>Renata De Camargo Nascimento</b>					
535.804.608-97	Brasileira-SP	Não	Sim	01/10/2008	
1.499.890	99,990000	0	0,000000	1.499.890	99,990000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
<b>TOTAL</b>					
1.500.000	100,000000	0	0,000000	1.500.000	100,000000

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
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	
RCPODON Empreendimentos e Participações S.A.				09.594.541/0001-60		
<b>OUTROS</b>						
0	0,000000	150	100,000000	150	0,020000	
<b>Regina de Camargo Pires Oliveira Dias</b>						
153.204.398-81	Brasileira-SP	Não	Sim	01/10/2008		
749.850	100,000000	0	0,000000	749.850	99,980000	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000000				
<b>TOTAL</b>	<b>749.850</b>	<b>100,000000</b>	<b>150</b>	<b>100,000000</b>	<b>750.000</b>	<b>100,000000</b>

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

CONTROLADORA / INVESTIDORA					
ACIONISTA					
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração	
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
RCPODPN Empreendimentos e Participações S.A.				09.594.468/0001-26	
<b>OUTROS</b>					
150	0,010000	0	0,000000	150	0,010000
<b>Regina de Camargo Pires Oliveira Dias</b>					
153.204.398-81	Brasileira-SP	Não	Sim	01/10/2008	
1.499.850	99,990000	0	0,000000	1.499.850	99,990000
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>			
TOTAL	0	0.000000			
<b>TOTAL</b>					
1.500.000	100,000000	0	0,000000	1.500.000	100,000000

## 15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
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	
RRRPN Empreendimentos e Participações S.A.				09.608.284/0001-78		
<b>OUTROS</b>						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
<b>Regina de Camargo Pires Oliveira Dias</b>						
153.204.398-81	Brasileira-SP	Não	Sim	01/10/2008		
1.980	33,340000	0	0,000000	1.980	33,340000	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000000				
<b>Renata De Camargo Nascimento</b>						
535.804.608-97	Brasileira-SP	Não	Sim	01/10/2008		
1.980	33,330000	0	0,000000	1.980	33,330000	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000000				
<b>Rosana Camargo de Arruda Botelho</b>						
535.804.358-68	Brasileira-SP	Não	Sim	01/10/2008		
1.980	33,330000	0	0,000000	1.980	33,330000	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000000				
<b>TOTAL</b>	<b>5.940</b>	<b>100,000000</b>	<b>0</b>	<b>0,000000</b>	<b>5.940</b>	<b>100,000000</b>

**15.3 - Distribuição de capital**

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

**Ações em Circulação**

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

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

**15.7 - Outras informações relevantes****15.7 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.**

Em atendimento ao Item 15.2 do Anexo 24 da Instrução 480/2009 da CVM, incluímos a informação sobre as participações dos investidores não controladores Antares Holdings Ltda. e Brumado Holdings Ltda. por tratarem-se de investidas da Bradespar S.A., representando, portanto, um grupo de acionistas que agem em conjunto e representam um mesmo interesse.

**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
Centrais Elétricas da Paraíba	14/01/2008	6.415.028,76	4.049.468,09	Não Aplicável	01/01/2010 a 31/12/2024	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	E. Elétrica CCEAR						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de Constituição de Garantia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Mínimo entre 30% do valor da Receita Fixa * Volume remanescente de energia contratada e o valor da receita fica em 1 ano						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
CPFL Comercialização Brasil S.A.	12/12/2002	821.051.578,48	0,00	Não Aplicável	19/05/2003 a 31/12/2014	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Venda de Energia - LP						
<b>Garantia e seguros</b>	Não Aplicável						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Não Aplicável						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
Banco do Brasil S.A.	06/08/2010	85.100.000,00	31.894.236,36	Não Aplicável	10/07/2015	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Empréstimo						
<b>Garantia e seguros</b>	Aval CPFL Energia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Não Aplicável						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	Capital de giro Taxa de juros 98,50% CDI						
Banco do Brasil S.A.	06/08/2010	147.400.000,00	0,00	Não Aplicável	19/07/2013	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						

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

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Objeto contrato</b>	Empréstimo						
<b>Garantia e seguros</b>	Aval CPFL Energia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Não Aplicável						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	Capital de giro Taxa de Juros 98,50% CDI.						
Banco do Brasil S.A.	25/03/2011	55.530.000,00	0,00	Não Aplicável	05/03/2014	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Empréstimo						
<b>Garantia e seguros</b>	Aval CPFL Energia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Não Aplicável						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	Capital de giro Taxa de Juros 99% CDI						
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	25/04/2012	6.838.798,50	0,00	Não Aplicável	31/12/2014	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Venda de material e prestação de serviço						
<b>Garantia e seguros</b>	Não Aplicável						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Não Aplicável						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A.	01/01/2013	1.270.362,30	1.186.851,04	Não Aplicável	31/12/2039	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Compra de Energia - LP						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de Constituição de Garantia						

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

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Rescisão ou extinção</b>	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
Nect Serviços Administrativos Ltda	06/06/2011	35.839.901,72	8.957.005,26	Não Aplicável	01/03/2011 a 28/02/2015	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Prestação de serviços de tecnologia						
<b>Garantia e seguros</b>	Não Aplicável						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Não Aplicável						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	19/12/2011	5.760.335,46	0,00	Não Aplicável	30/04/2014	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Venda de material e prestação de serviço						
<b>Garantia e seguros</b>	Não Aplicável						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Não Aplicável						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
Nect Serviços Administrativos Ltda	29/04/2014	11.268.952,04	10.176.402,05	Não Aplicável	05/05/2018	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Centro de Serviços						
<b>Garantia e seguros</b>	Não Aplicável						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Não Aplicável						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							

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

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	01/03/2010	3.852.928,26	0,00	Não Aplicável	01/01/2025	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Compra de Energia - LP						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de Constituição de Garantia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
Santa Luzia Energética S.A.	01/09/2012	2.684.340,57	2.425.816,79	Não Aplicável	01/01/2039	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Compra de Energia - LP						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de Constituição de Garantia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
CPFL Comercialização Brasil S.A.	01/01/2013	341.901.141,00	0,00	Não Aplicável	31/12/2014	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Compra e venda de energia elétrica						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de Constituição de Garantia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda	15/10/2012	2.443.825,51	0,00	Não Aplicável	48 meses	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Prestação de serviço de arrecadação e atendimento comercial						

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

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Garantia e seguros</b>	Não Aplicável						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Inadimplência da contratada, falência ou liquidação judicial da contratada						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda	30/11/2012	30.395.052,13	0,00	Não Aplicável	48 meses	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Teleatendimento						
<b>Garantia e seguros</b>	Não Aplicável						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Não Aplicável						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
Bando do Brasil S.A.		0,00	1.653.357,53	Não Aplicável	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.	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Conta corrente e aplicação financeira						
<b>Garantia e seguros</b>	Não Aplicável						
<b>Rescisão ou extinção</b>	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.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
Fóz do Chapeco Energia S.A.	01/01/2012	20.960.932,92	0,00	Não Aplicável	01/01/2025	NÃO	0,000000

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

Parte relacionada	Data transação	Montante envolvido (Reais)	Saldo existente	Montante (Reais)	Duração	Empréstimo ou outro tipo de dívida	Taxa de juros cobrados
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Compra de Energia - LP						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de constituição de garantia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
Fóz do Chapeco Energia S.A.	25/02/2008	246.332.862,45	223.637.759,04	Não Aplicável	01/01/2012 a 31/12/2041	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Venda de energia elétrica						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de Constituição de Garantia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Falência, inadimplência						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
Banco do Brasil S.A.		679.544,01	(b)	Não Aplicável	Anual	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Taxa de arrecadação						
<b>Garantia e seguros</b>	Não Aplicável						
<b>Rescisão ou extinção</b>	(b) o pagamento de tarifa bancária é efetuado segundo o total de faturas arrecadadas pelo Agente Arrecadador (quinzenal ou mensal), mediante debito da C/C da CPFL no Banco. Não há montante total fixado por contrato, garantias ou seguros e condições de rescisões.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
CERAN – Companhia Energética Rio das Antas	10/02/2010	1.130.985,02	1.052.196,21	Não aplicável	01/01/2010 a 31/12/2039	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Energia elétrica - CCEAR						

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

<b>Parte relacionada</b>	<b>Data transação</b>	<b>Montante envolvido (Reais)</b>	<b>Saldo existente</b>	<b>Montante (Reais)</b>	<b>Duração</b>	<b>Empréstimo ou outro tipo de dívida</b>	<b>Taxa de juros cobrados</b>
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de constituição de garantia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Não aplicável						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
Serra do Facão Energia S.A. - SEFAC	01/01/2012	237.864.423,88	217.631.118,31	Não Aplicável	31/12/2041	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	Por controladores						
<b>Objeto contrato</b>	Compra de Energia - LP						
<b>Garantia e seguros</b>	Contrato de constituição de garantia						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Falência, dissolução ou liquidação, entre outros.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							

### **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**

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma).

**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&F Bovespa, 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 Companhia com acionistas ou com pessoas por eles controladas ou a eles coligadas ou relacionadas, direta ou indiretamente, de valor superior a R\$ 10.056.000,000 (dez milhões e cinquenta e seis mil reais).

Por prática interna de governança corporativa, as operações envolvendo Partes Relacionadas aos acionistas do Bloco de Controle são, previamente à deliberação do Conselho de Administração, submetidas ao Comitê de Partes Relacionadas, órgão de assessoramento do Conselho cuja atribuição é examinar e manifestar opinião sobre o atendimento a práticas usuais de mercado nas transações com Partes Relacionadas aos Acionistas Controladores da CPFL Energia. Neste sentido, de acordo com as competências que lhe foram atribuídas pelo Conselho de Administração, cabe ao Comitê de Partes Relacionadas avaliar (a) o processo de seleção de fornecedores e prestadores de serviços para realização de obras, aquisição de insumos e de serviços para contratos que envolvam Parte(s) Relacionada(s), e (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 Companhia identifica as transações com Partes Relacionadas e previamente à submissão para deliberação do Conselho de Administração, o Comitê de Partes Relacionadas se manifesta sobre o atendimento às práticas usuais de mercado.

Adicionalmente, na condição de concessionária do serviço público de distribuição de energia, a Companhia esta sujeita às regras da ANEEL. De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 334/2008, são submetidos à anuência prévia da ANEEL, todos os atos e negócios jurídicos praticados entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, seus controladores, suas sociedades controladas ou coligadas e outras sociedades controladas ou coligadas de controlador comum, definidos como contratos com Partes Relacionadas.

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

A Companhia formaliza os contratos com Partes Relacionadas sempre observando os preços e condições praticados em mercado, para que não sejam gerados benefícios ou prejuízos à Companhia e empresas de seu grupo econômico. Os contratos são negociados individualmente, sendo analisadas as condições usuais do mercado de cada região, respeitadas as particularidades de cada operação (Ex: valores, prazos, sigilo das informações, qualidade dos serviços e produtos, etc.).

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.

Conforme Resolução Normativa ANEEL nº 334/2008, os atos e negócios jurídicos entre Partes Relacionadas cujos gastos anuais sejam inferiores a 0,5% (cinco décimos por cento) da Receita Operacional Líquida - ROL (apurada segundo o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica - MCSPEE) anual da concessionária, da permissionária e da autorizada ficam dispensados da obrigação de aprovação e controle prévio da ANEEL estando sujeitos ao controle a posteriori, mediante processo administrativo de fiscalização. Portanto, as concessionárias, permissionárias e autorizadas dispensadas do controle prévio deverão constituir dossiê individualizado, contendo documentos que evidenciem o cumprimento do princípio da comutatividade. Tal princípio é verificado pela prática de preços nos patamares do correspondente mercado, bem como em condições de pagamento semelhantes ou melhores às praticadas no mercado de bens ou serviços substitutos.

**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)
<b>Tipo de capital</b>	<b>Capital Emitido</b>				
28/04/2016	1.213.180.350,02		869.123.914	150.665.862	1.019.789.776
<b>Capital social por classe de ações</b>		Outros títulos conversíveis em ações			
<b>Classe de ação preferencial</b>	<b>Quantidade de ações (Unidades)</b>	<b>Título</b>	<b>Condições para conversão</b>		
		NÃO HÁ	Não há		
<b>Tipo de capital</b>	<b>Capital Subscrito</b>				
28/04/2016	1.213.180.350,02		869.123.914	150.665.862	1.019.789.776
<b>Tipo de capital</b>	<b>Capital Integralizado</b>				
28/04/2016	1.213.180.350,02		869.123.914	150.665.862	1.019.789.776
<b>Tipo de capital</b>	<b>Capital Autorizado</b>				
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 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos**

<b>Valor mobiliário</b>	<b>Debêntures</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	6ª Emissão de Debêntures
<b>Data de emissão</b>	03/07/2012
<b>Data de vencimento</b>	03/07/2019
<b>Quantidade (Unidades)</b>	500
<b>Valor total (Reais)</b>	500.000.000,00
<b>Restrição a circulação</b>	Não
<b>Conversibilidade</b>	Não
<b>Possibilidade resgate</b>	Sim
<b>Hipótese e cálculo do valor de resgate</b>	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”)
<b>Características dos valores mobiliários</b>	Juros: CDI + 0,80% a.a.: Garantia e, se real descrição do bem objeto: Fiança da CPFL Energia; Agente Fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	Vide item 18.10
<b>Outras características relevantes</b>	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 18.10
-----	
<b>Valor mobiliário</b>	<b>Debêntures</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	7ª Emissão de Debêntures
<b>Data de emissão</b>	05/02/2013
<b>Data de vencimento</b>	05/02/2021
<b>Quantidade (Unidades)</b>	17.000
<b>Valor total (Reais)</b>	170.000.000,00
<b>Restrição a circulação</b>	Não
<b>Conversibilidade</b>	Não
<b>Possibilidade resgate</b>	Sim
<b>Hipótese e cálculo do valor de resgate</b>	Para maiores detalhes sobre hipótese e cálculo do valor de resgate, vide texto anexo ao item 18.10 - Outras Inf. relevantes - Valores Mobiliários

## 18.5 - Descrição dos outros valores mobiliários emitidos

<b>Características dos valores mobiliários</b>	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: Não aplicável. 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
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	Para maiores detalhes sobre as condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários, vide texto anexo ao item 18.10 - Outras Inf. relevantes - Valores Mobiliários
<b>Outras características relevantes</b>	Para maiores detalhes sobre as condições de vencimento antecipado, vide texto anexo ao item 18.10 - 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 Sistema Nacional de Debêntures ("SND") operacionalizado pela CETIP, com os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CETIP e/ou no Sistema de Negociação BOVESPA FIX, administrado pela BM&F BOVESPA, 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:**

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

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

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma).

**18.8 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.

## 18.10 - Outras informações relevantes

(Valores apresentados em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma).

### 18.10 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 Garantidora;
- (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 Companhia;
- (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;
- (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;

## 18.10 - Outras informações relevantes

**(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, 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,

## 18.10 - Outras informações relevantes

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"):
 
$$\text{Prêmio de Resgate} = P \times \text{PU}$$
 Onde:  

$$P = \text{DD} \times 0,50\%, \text{ flat; e}$$

$$\text{DT}$$

PU = Valor Nominal Unitário das Debêntures (já descontadas eventuais amortizações do Valor Nominal Unitário das Debêntures em Circulação ocorridas na forma do item 4.8 da Escritura de Emissão, inclusive na data do Resgate Antecipado), acrescido da Remuneração calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão ou Data de Pagamento da Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento do Resgate Antecipado.

## 18.10 - Outras informações relevantes

Onde:

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

- (iii) o pagamento do Prêmio de Resgate deverá ser realizado de acordo com o disposto no item 4.17 da Escritura 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 Emissora;
- (c)** liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto se após a conclusão da referida operação ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Garantidora ou da Emissora;
- (d)** realização de redução de capital social da Emissora e/ou da Garantidora, após a data de assinatura da Escritura de Emissão, sem que haja anuência prévia dos titulares das Debêntures, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações;
- (e)** proposta pela Emissora e/ou Garantidora, ou por qualquer de suas subsidiárias, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Emissora e/ou Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora ou pela Garantidora;
- (f)** protesto legítimo de títulos contra a Emissora, suas subsidiárias, e/ou Garantidora, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, a partir da Data de Emissão, pelo IGP-M, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora, suas subsidiárias e/ou pela Garantidora que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi cancelado; ou (iii) foram prestadas garantias em juízo;
- (g)** falta de cumprimento pela Emissora e/ou pela Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na presente Escritura de Emissão não sanada em 30 (trinta) dias corridos contados da data do recebimento, pela Emissora e/ou pela Garantidora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;

## 18.10 - Outras informações relevantes

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

**(i)** não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos 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 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

## 18.10 - Outras informações relevantes

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.

## 19.4 - Outras informações relevantes

### 19.4 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

Outras informações relevantes sobre política de negociação de valores mobiliários estão descritas no item 20.2 do Formulário de Referência da nossa controladora CPFL Energia.

## 21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações

**21.1 Descrever normas, regimentos ou procedimentos internos adotados pelo emissor para assegurar que as informações a serem divulgadas publicamente sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva.**

A política de divulgação interna da Companhia, na prática, se subordina à política de divulgação da CPFL Energia, sua controladora, que possui uma política interna para divulgação de ato ou fato relevante, além de estar em conformidade com a Instrução CVM nº 358/2002 está alinhada com as melhores práticas e com os princípios de governança corporativa, dos quais se destacam transparência (*disclosure*), equidade, prestação de contas (*accountability*), e responsabilidade Corporativa.

Além disso, nossa controladora possui um Comitê de Divulgação, cujo objetivo é garantir o cumprimento dos procedimentos para a divulgação de informações públicas e os controles internos dos processos de divulgação e de elaboração das informações a serem disponibilizadas pela CPFL Energia às Bolsas de Valores nas quais as ações da nossa controladora estejam listadas, bem como por suas empresas controladas.

**21.2 - Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante indicando o canal ou canais de comunicação utilizado(s) para sua disseminação e os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas**

**21.2 Descrever a política de divulgação de ato ou fato relevante adotada pelo emissor, indicando os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de informações relevantes não divulgadas.**

A controladora CPFL Energia (e por consequência as suas subsidiárias) possui uma política de divulgação de ato ou fato relevante ou sobre os procedimentos relativos à manutenção de sigilo acerca de ato ou fato relevante ainda não divulgado ao mercado, em conformidade com a Instrução CVM nº 358, que foi aprovada por seu Conselho de Administração, cujos acompanhamento e cumprimento são de responsabilidade do Comitê de Divulgação, órgão consultivo interno, de caráter não permanente.

De acordo com esta política interna da Controladora CPFL Energia para divulgação de ato ou fato relevante, considera-se relevante qualquer decisão de acionista controlador, deliberação da Assembleia Geral ou dos órgãos de administração da Companhia, ou qualquer outro ato ou fato de caráter político-administrativo, técnico, negocial ou econômico-financeiro ocorrido ou relacionado aos seus negócios.

Cumpra ao Diretor de Relações com Investidores o dever de divulgar e comunicar à CVM e a BM&F BOVESPA, qualquer ato ou fato relevante ocorrido ou relacionado aos negócios da Companhia, bem como zelar por sua ampla e imediata disseminação, simultaneamente em todos os mercados em que tais valores mobiliários sejam admitidos à negociação.

De acordo com a política interna da Controladora, a divulgação de qualquer ato ou fato relevante, deverá ser feita através de publicação nos jornais de grande circulação utilizados habitualmente pela Companhia, podendo ser feita de forma resumida com indicação dos endereços na rede mundial de computadores, onde a informação completa deverá estar disponível a todos os investidores, em teor no mínimo idêntico àquele remetido à CVM e à BM&F BOVESPA S.A.

Os acionistas controladores, diretores, membros do Conselho de Administração e quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, têm o dever, conforme a política interna da Controladora, de comunicar expressamente, por escrito, qualquer ato ou fato relevante de que tenham conhecimento ao Diretor de Relações com Investidores, que, em sendo o caso, promoverá sua divulgação.

As divulgações a serem feitas pelo Diretor de Relações com Investidores ocorrerão, sempre que possível, antes do início ou após o encerramento dos negócios nas bolsas de valores e entidades do mercado de balcão organizado em que os valores mobiliários de emissão da Companhia sejam admitidos à negociação.

A política interna da Controladora prevê a hipótese de que atos ou fatos relevantes podem, excepcionalmente, deixar de ser divulgados se os acionistas controladores ou os administradores entenderem que sua revelação porá em risco interesse legítimo da Companhia. Neste sentido, os acionistas controladores, diretores, membros do Conselho de Administração e quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, e os empregados da Companhia devem guardar sigilo das informações relativas ao ato ou fato relevante às quais tenham acesso privilegiado em razão do cargo ou posição que ocupam, até sua divulgação ao mercado, bem como zelar para que subordinados e terceiros de sua confiança também o façam, respondendo solidariamente com estes na hipótese de descumprimento.

Na hipótese da informação mantida sob sigilo escapar ao controle ou se ocorrer oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários da Companhia ou a eles referenciados, os acionistas controladores e ou administradores deverão, diretamente ou através do Diretor de RI, divulgar imediatamente ao mercado tal ato ou fato relevante.

A não observância da política interna de divulgação da Controladora, poderá configurar transgressão às disposições previstas na Instrução CVM nº 358/2002, podendo sujeitar o infrator às penas de: (i) advertência; (ii) suspensão do exercício do cargo; e (iii) inabilitação temporária até o máximo de 20 anos, para o exercício do cargo.

## **21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações**

### **21.3 Informar os administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações.**

A responsabilidade pela divulgação de atos ou fatos relevantes é do Diretor de Relações com Investidores, função esta que, nos termos do Art. 18 do Estatuto Social da controladora CPFL Energia é exercida pelo Diretor Vice-Presidente Financeiro; e, dos membros do Comitê de Divulgação de Informações Públicas da Controladora CPFL Energia.

O Comitê de Divulgação é composto pelo Diretor Presidente, pelos Diretores Vice-Presidentes, pelos Diretores não estatutários, pelos Assessores da Diretoria Executiva e Gerentes de Departamento indicados pelo Presidente do Comitê, que exercem seus cargos por prazo indeterminado.

O Comitê de Divulgação tem um Presidente, um Vice-Presidente e um Secretário-Geral eleitos pelo voto da maioria de seus integrantes na primeira reunião que ocorrer após a sua constituição.

O Presidente do Comitê será substituído, nos seus impedimentos temporários, pelo Vice-Presidente ou, na falta deste, por outro Membro do Comitê por ele indicado e, não havendo indicação, por escolha dos demais Membros do Comitê.

No caso de vaga do cargo de Presidente, assumirá o Vice-Presidente, que permanecerá no cargo até que o Comitê eleja seu substituto.

No caso de vaga de qualquer um dos membros titulares ou suplentes do Comitê, seu substituto será indicado pelo Diretor Estatutário titular da área à qual esteja vinculado.

## 21.4 - Outras informações relevantes

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

Não há outras informações relevantes sobre políticas de divulgação que não tenham sido abrangidas anteriormente.

## **22.1 - Aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante que não se enquadre como operação normal nos negócios do emissor**

**22.1 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.

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

### 22.2 Indicar alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor.

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

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

**22.3 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 suas atividades operacionais.

## 22.4 - Outras informações relevantes

### 22.4 Fornecer outras informações que o emissor julgue relevantes.

Não houve negócios extraordinários nos 03 (três) últimos exercícios sociais.