

# Índice

---

## 1. Responsáveis pelo formulário

1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis	1
1.1 – Declaração do Diretor Presidente	2
1.2 - Declaração do Diretor de Relações com Investidores	3

## 2. Auditores independentes

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

## 3. Informações financ. selecionadas

3.1 - Informações Financeiras	7
3.2 - Medições não contábeis	8
3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras	9
3.4 - Política de destinação dos resultados	10
3.5 - Distribuição de dividendos e retenção de lucro líquido	12
3.6 - Declaração de dividendos à conta de lucros retidos ou reservas	13
3.7 - Nível de endividamento	14
3.8 - Obrigações	15
3.9 - Outras informações relevantes	16

## 4. Fatores de risco

4.1 - Descrição dos fatores de risco	17
4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado	33
4.3 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos e relevantes	40
4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores	45
4.5 - Processos sigilosos relevantes	46
4.6 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, não sigilosos e relevantes em conjunto	47
4.7 - Outras contingências relevantes	48
4.8 - Regras do país de origem e do país em que os valores mobiliários estão custodiados	49

# Índice

---

## 5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Política de gerenciamento de riscos	50
5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado	51
5.3 - Descrição dos controles internos	54
5.4 - Alterações significativas	56
5.5 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	57

## 6. Histórico do emissor

6.1 / 6.2 / 6.4 - Constituição do emissor, prazo de duração e data de registro na CVM	58
6.3 - Breve histórico	59
6.5 - Informações de pedido de falência fundado em valor relevante ou de recuperação judicial ou extrajudicial	61
6.6 - Outras informações relevantes	62

## 7. Atividades do emissor

7.1 - Descrição das principais atividades do emissor e suas controladas	63
7.2 - Informações sobre segmentos operacionais	65
7.3 - Informações sobre produtos e serviços relativos aos segmentos operacionais	66
7.4 - Clientes responsáveis por mais de 10% da receita líquida total	83
7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades	85
7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior	105
7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades	106
7.8 - Políticas socioambientais	107
7.9 - Outras informações relevantes	108

## 8. Negócios extraordinários

8.1 - Negócios extraordinários	109
8.2 - Alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor	110
8.3 - Contratos relevantes celebrados pelo emissor e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais	111
8.4 - Outras inf. Relev. - Negócios extraord.	112

## Índice

---

### 9. Ativos relevantes

9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros	113
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.a - Ativos imobilizados	117
9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes / 9.1.b - Ativos intangíveis	118
9.2 - Outras informações relevantes	121

### 10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais	124
10.2 - Resultado operacional e financeiro	152
10.3 - Eventos com efeitos relevantes, ocorridos e esperados, nas demonstrações financeiras	154
10.4 - Mudanças significativas nas práticas contábeis - Ressalvas e ênfases no parecer do auditor	155
10.5 - Políticas contábeis críticas	158
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras	162
10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras	163
10.8 - Plano de Negócios	164
10.9 - Outros fatores com influência relevante	165

### 11. Projeções

11.1 - Projeções divulgadas e premissas	166
11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas	167

### 12. Assembleia e administração

12.1 - Descrição da estrutura administrativa	168
12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais	172
12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração	173
12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem	176
12.5/6 - Composição e experiência profissional da administração e do conselho fiscal	177
12.7/8 - Composição dos comitês	180
12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores	181
12.12 - Práticas de Governança Corporativa	182

## Índice

12.13 - Outras informações relevantes	183
---------------------------------------	-----

### 13. Remuneração dos administradores

13.1 - Descrição da política ou prática de remuneração, inclusive da diretoria não estatutária	184
13.2 - Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	187
13.3 - Remuneração variável do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal	191
13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária	192
13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	194
13.6 - Informações sobre as opções em aberto detidas pelo conselho de administração e pela diretoria estatutária	196
13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária	197
13.8 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a 13.7 - Método de precificação do valor das ações e das opções	198
13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão	199
13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários	200
13.11 - Remuneração individual máxima, mínima e média do conselho de administração, da diretoria estatutária e do conselho fiscal	201
13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria	202
13.13 - Percentual na remuneração total detido por administradores e membros do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores	203
13.14 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal, agrupados por órgão, recebida por qualquer razão que não a função que ocupam	204
13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor	205
13.16 - Outras informações relevantes	207

### 14. Recursos humanos

14.1 - Descrição dos recursos humanos	208
14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos	209
14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados	210
14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos	212
14.5 - Outras informações relevantes	213

## Índice

### 15. Controle e grupo econômico

15.1 / 15.2 - Posição acionária	214
15.3 - Distribuição de capital	219
15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico	220
15.7 - Principais operações societárias	223
15.8 - Outras informações relevantes	224

### 16. Transações partes relacionadas

16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas	225
16.2 - Informações sobre as transações com partes relacionadas	226
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	229
16.4 - Outras informações relevantes	230

### 17. Capital social

17.1 - Informações sobre o capital social	231
17.2 - Aumentos do capital social	232
17.5 - Outras informações relevantes	233

### 18. Valores mobiliários

18.1 - Direitos das ações	234
18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública	236
18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto	237
18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil	238
18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação	242
18.7 - Informação sobre classe e espécie de valor mobiliário admitida à negociação em mercados estrangeiros	243
18.8 - Títulos emitidos no exterior	244
18.9 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor	245
18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios	246

## Índice

18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros	247
18.12 - Outras informações relevantes	248
<b>19. Planos de recompra/tesouraria</b>	
19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria	266
<b>20. Política de negociação</b>	
20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários	267
20.2 - Outras informações relevantes	269
<b>21. Política de divulgação</b>	
21.1 - Descrição das normas, regimentos ou procedimentos internos relativos à divulgação de informações	270
21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas	271
21.3 - Administradores responsáveis pela implementação, manutenção, avaliação e fiscalização da política de divulgação de informações	274
21.4 - Outras informações relevantes	275

## 1.1 - Declaração e Identificação dos responsáveis

**Nome do responsável pelo conteúdo do formulário**

**Gustavo Estrella**

**Cargo do responsável**

Diretor de Relações com Investidores

**Nome do responsável pelo conteúdo do formulário**

**José Carlos Saciloto Tadiello**

**Cargo do responsável**

Diretor Presidente

**Os diretores acima qualificados, declaram que:**

a. reviram o formulário de referência

b. todas as informações contidas no formulário atendem ao disposto na Instrução CVM nº 480, em especial aos arts. 14 a 19

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

**1. IDENTIFICAÇÃO DAS PESSOAS RESPONSÁVEIS PELO CONTEÚDO DO FORMULÁRIO**

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

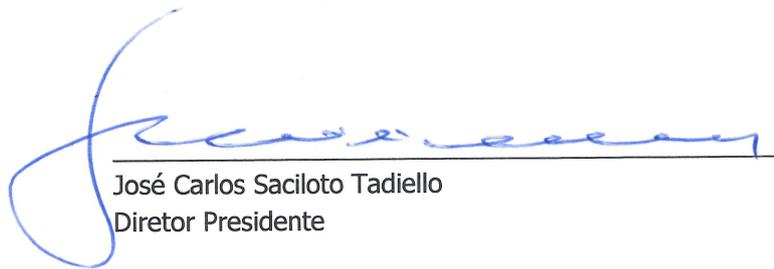
Conforme orientações de divulgação do Formulário de Referência apresentadas pela Instrução CVM 480/09, alterada pela Instrução CVM 552/14 (Anexo 24, item 1.1), o diretor abaixo-assinado da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (anteriormente chamada AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., doravante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

(a) reviu o formulário de referência;

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

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

Data: 01/11/2016



\_\_\_\_\_  
José Carlos Saciloto Tadiello  
Diretor Presidente

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

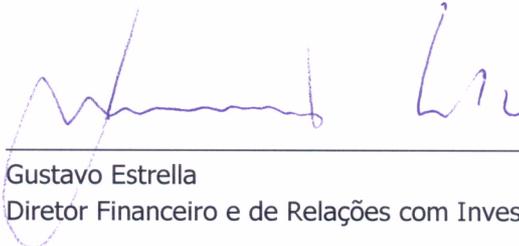
Conforme orientações de divulgação do Formulário de Referência apresentadas pela Instrução CVM 480/09, alterada pela Instrução CVM 552/14 (Anexo 24, item 1.1), o diretor abaixo-assinado da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (anteriormente chamada AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., doravante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

(a) reviu o formulário de referência;

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

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

Data: 01/11/2016



---

Gustavo Estrella  
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

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

<b>Possui auditor?</b>	SIM
<b>Código CVM</b>	418-9
<b>Tipo auditor</b>	Nacional
<b>Nome/Razão social</b>	KPMG Auditores Independentes
<b>CPF/CNPJ</b>	57.755.217/0001-29
<b>Período de prestação de serviço</b>	01/01/2012 a 31/03/2015
<b>Descrição do serviço contratado</b>	a) Auditoria das demonstrações contábeis anuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) e revisões das informações trimestrais (ITRs), preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil; b) Auditoria de procedimentos previamente acordados dos Custos Variáveis da Parcela A (CVA) de acordo com a NBC-TSC-4400 - Trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados sobre Informações Contábeis e procedimentos estabelecidos pela ANEEL; c) Auditoria de procedimentos previamente acordados das Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR) de acordo com a NBC-TSC-4400 - Trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados sobre Informações Contábeis e procedimentos estabelecidos pela ANEEL; d) Auditoria de procedimentos previamente acordados do Relatório de Controle Patrimonial (RCP) de acordo com a NBC-TSC-4400 - Trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados sobre Informações Contábeis e procedimentos estabelecidos pela ANEEL; e) Asseguração limitada (verificação independente) sobre as informações de sustentabilidade da Companhia.
<b>Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço</b>	a) Auditoria das demonstrações contábeis anuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) e revisões das informações trimestrais (ITRs), preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil; b) Auditoria de procedimentos previamente acordados dos Custos Variáveis da Parcela A (CVA) de acordo com a NBC-TSC-4400 - Trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados sobre Informações Contábeis e procedimentos estabelecidos pela ANEEL; c) Auditoria de procedimentos previamente acordados das Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR) de acordo com a NBC-TSC-4400 - Trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados sobre Informações Contábeis e procedimentos estabelecidos pela ANEEL; d) Auditoria de procedimentos previamente acordados do Relatório de Controle Patrimonial (RCP) de acordo com a NBC-TSC-4400 - Trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados sobre Informações Contábeis e procedimentos estabelecidos pela ANEEL; e) Asseguração limitada (verificação independente) sobre as informações de sustentabilidade da Companhia.
<b>Justificativa da substituição</b>	Rodízio de auditores independentes determinado pelo artigo 31 da instrução CVM nº 308, de 14 de maio de 1999.
<b>Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor</b>	Não se aplica.

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Wladimir Omiechuk	01/01/2012 a 31/03/2015	315.757.570-87	Rua Dr. Renato Paes de Barros, 33, Itaim Bibi, São Paulo, SP, Brasil, CEP 04530-904, Telefone (51) 33036001, Fax (11) 33036001, e-mail: womiechuk@kpmg.com.br

<b>Possui auditor?</b>	SIM
<b>Código CVM</b>	471-5
<b>Tipo auditor</b>	Nacional
<b>Nome/Razão social</b>	Ernst & Young Terco Auditores Independentes S.S.
<b>CPF/CNPJ</b>	61.366.936/0001-25
<b>Período de prestação de serviço</b>	01/04/2015
<b>Descrição do serviço contratado</b>	Para o exercício de 2015, foram contratados os seguintes serviços da EY : (i) Auditoria e emissão de relatório sobre as demonstrações financeiras da Companhia para o exercício a findar-se em 31 de dezembro de 2015; (ii) auditoria para fins de consolidação pela controladora indireta The AES Corporation, sediada nos Estados Unidos da América; (iii) revisão e emissão de relatório sobre as Informações Trimestrais (ITRs) requeridas pela Comissão de Valores Mobiliários para os trimestres findos em 31 de março, 30 de junho e 30 de setembro de 2015; (iv) revisão do Relatório de Controle Patrimonial (RCP) de acordo com as normas regulatórias expedidas pela ANEEL; (v) Auditoria de procedimentos previamente acordados das Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR) de acordo com a NBC-TSC-4400 - Trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados sobre Informações Contábeis e procedimentos estabelecidos pela Aneel, para o exercício a findar-se em 31 de dezembro de 2015; (vi) Auditoria de procedimentos previamente acordados dos Custos Variáveis da Parcela A (CVA) de acordo com a NBC-TSC-4400 - Trabalhos de Procedimentos Previamente Acordados sobre Informações Contábeis e procedimentos estabelecidos pela Aneel.
<b>Montante total da remuneração dos auditores independentes segregado por serviço</b>	A remuneração dos auditores independentes relativa aos serviços contratados pertinentes ao exercício social a findar-se em 31 de dezembro de 2015 descritos no campo anterior, correspondem ao montante de: (i) R\$71,7 mil referentes a auditoria e emissão de relatório sobre as demonstrações financeiras da Companhia; (ii) R\$576,3 mil referentes a auditoria para fins de consolidação pela controladora indireta The AES Corporation; (iii) R\$41,0 mil referentes a revisão e emissão de relatório sobre as Informações Trimestrais (ITRs) requeridas pela Comissão de Valores Mobiliários; (iv) R\$30,7 mil referentes a revisão do Relatório de Controle Patrimonial (RCP) de acordo com as normas regulatórias expedidas pela ANEEL; (v) R\$30,7 mil referentes as Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR); (vi) R\$30,7 mil referentes a Auditoria de procedimentos previamente acordados dos Custos Variáveis da Parcela A (CVA) . O valor total dos serviços descritos acima soma R\$781,1 mil, sendo a parcela relativa a outros trabalhos de auditoria equivalente a 13% do total dos honorários relativos aos serviços de auditoria externa. Todos os serviços descritos acima possuem prazo de contratação inferior a um ano. A administração da Companhia, assim como seus auditores independentes entendem que estes serviços são caracterizados como serviços relacionados à auditoria e, por consequência, não afetam a independência e objetividade da EY, necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria de acordo com as regras vigentes no Brasil.
<b>Justificativa da substituição</b>	Não Aplicável
<b>Razão apresentada pelo auditor em caso da discordância da justificativa do emissor</b>	Não Aplicável

Nome responsável técnico	Período de prestação de serviço	CPF	Endereço
Américo Franklin Ferreira Neto	01/04/2015	045.379.898-58	Rua Mostardeiro, 322, 10 andar, Moinho de Vento, Porto Alegre, RS, Brasil, CEP 90430-000, Telefone (51) 32045500, Fax (51) 32045559, e-mail: americo.f.neto@br.ey.com

### **2.3 - Outras informações relevantes**

A Administração da Companhia entende que os serviços mencionados nos itens 2.1 e 2.2 são caracterizados como serviços relacionados à auditoria e, por consequência, não afetam a independência e objetividade do auditor independente, necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria de acordo com as regras vigentes no Brasil. A deliberação sobre a seleção dos auditores externos da Companhia é de competência do Conselho de Administração. Ao contratar outros serviços de seus auditores externos, a política de atuação da Companhia se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor e consistem em: (a) o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais na Companhia e (c) o auditor não deve promover os interesses da Companhia.

**3.1 - Informações Financeiras - Consolidado**

<b>(Reais)</b>	<b>Exercício social (31/12/2015)</b>	<b>Exercício social (31/12/2014)</b>	<b>Exercício social (31/12/2013)</b>
Patrimônio Líquido	934.762.000,00	1.035.903.000,00	882.944.000,00
Ativo Total	4.065.514.000,00	3.629.896.000,00	3.091.616.000,00
Rec. Liq./Rec. Intermed. Fin./Prem. Seg. Ganhos	3.265.691.000,00	2.679.272.000,00	2.072.919.000,00
Resultado Bruto	126.706.000,00	275.095.000,00	12.311.000,00
Resultado Líquido	-4.922.000,00	210.822.000,00	-20.078.000,00
Número de Ações, Ex-Tesouraria (Unidades)	288.366	279.298	279.298
Valor Patrimonial da Ação (Reais Unidade)	3.241,580000	3.708,950000	3.161,300000
Resultado Básico por Ação	-17,070000	754,830000	-71,890000
Resultado Diluído por Ação	-17,07	754,93	-71,89

### 3.2 - Medições não contábeis

#### a) *Medições não contábeis que a Companhia tenha divulgado no último exercício social*

O EBITDA, também conhecido como LAJIDA (“Lucro Antes dos Juros, Impostos sobre Renda incluindo Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, Depreciação e Amortização”) é o somatório dos últimos doze meses (i) do resultado operacional conforme apresentado nas demonstrações contábeis consolidadas da Companhia na linha “Resultado Operacional” (excluindo as receitas e despesas financeiras), (ii) todos os montantes de depreciação e amortização, e (iii) o resultado com equivalência patrimonial.

De acordo com a Instrução Normativa CVM 527/2012, que dispõe da divulgação voluntária de informações de natureza não contábil, o EBITDA é calculado utilizando-se o resultado líquido do período (também conhecido como Lucro líquido), acrescido dos (i) tributos sobre o lucro, (ii) despesas financeiras líquidas das receitas financeiras, (iii) depreciação, amortização e exaustões. O EBITDA não é uma medida de acordo com práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais de contabilidade (IFRS). Como as receitas e despesas financeiras, depreciação e amortização não são incorporadas ao cálculo do EBITDA, este se apresenta como um indicador do desempenho econômico operacional obtido pela Companhia e que, portanto não é afetado por (i) flutuações nas taxas de juros, (ii) alterações da carga tributária do imposto de renda e da contribuição social, bem como (iii) pelos níveis de depreciação e amortização.

Como as receitas e despesas financeiras, depreciação e amortização não são incorporadas ao cálculo do EBITDA, este se apresenta como um indicador do desempenho econômico operacional obtido pela Companhia e que, portanto, não é afetado por (i) flutuações nas taxas de juros, (ii) alterações da carga tributária do imposto de renda e da contribuição social, bem como (iii) pelos níveis de depreciação e amortização.

O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da lucratividade em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios da Companhia, que poderiam afetar de maneira significativa os lucros, tais como (i) resultado financeiro, (ii) impostos, (iii) depreciação e amortização e (iv) despesas de capital.

O Ebitda Ajustado, para efeito de covenants, é o Ebitda acrescido de todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificada na conta de "custo de operação", e os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL (Agencia Nacional de Energia Elétrica), desde que não incluídos no resultado operacional acima.

#### b) *Conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas*

	2015	2014	2013
Ebitda	258,4	403,3	123,8
Ajuste Covenant	4,9	-24,8	159,4
Ebitda Ajustado	263,2	378,5	283,2

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

A Companhia entende que o EBITDA é o indicador extraído das demonstrações de resultado que melhor reflete a geração de caixa advinda dos resultados operacionais da Companhia, sendo um dos indicadores mais utilizados entre os investidores e analistas. No caso do EBITDA ajustado, a Administração ajusta pelas despesas e receitas operacionais que não impactam sua geração de caixa operacional.

### 3.3 - Eventos subsequentes às últimas demonstrações financeiras

Ocorreram eventos subsequentes entre a data de encerramento do exercício social de 2015 e a data de autorização de emissão das demonstrações financeiras de 2015.

#### Assembleias Gerais de Debenturistas

A Companhia publicou nos dias 05, 10 e 11 de fevereiro de 2016 nos jornais Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Sul e do Comércio do Rio Grande do Sul as convocações para realização de Assembleias Gerais de Debenturistas em 22 de fevereiro de 2016 para as 2ª e 3ª emissões de debêntures, com o intuito de negociar as condições vigentes das referidas debêntures.

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

Nos dias 01 e 02 de março de 2016, a Companhia concluiu a renegociação das condições vigentes, e assinou o 2º aditivo da 2ª debênture e da 3ª Debênture, efetivando assim, a reestruturação de suas dívidas. As principais alterações foram:

- (i) Prorrogação do prazo final para agosto de 2021;
- (ii) Carência de 1 ano para amortizações;
- (iii) Alteração dos limites de índices financeiros (Covenants), sendo que para o ano de 2016 não haverá verificação de tais índices;
- (iv) Alteração da taxa de juros da 2ª emissão de debêntures e da 2ª 3ª e 4ª série da 3ª emissão de debênture.

#### Bandeiras Tarifárias

A partir de janeiro de 2015, as contas de energia estão sendo faturadas de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias, segundo a Resolução Normativa nº 547/2013 da ANEEL.

O sistema possui três classificações de bandeiras que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

- Bandeira verde: Condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.
- Bandeira amarela: Condições de gerações menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 KWh consumidos até fevereiro/2015; R\$ 2,50 para cada 100 KWh consumidos entre março/2015.
- Bandeira vermelha: Condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 KWh consumidos até fevereiro/2015 e R\$ 5,50 para cada 100 KWh consumidos entre março/2015 a janeiro/2016. A partir de fevereiro/2016, a Bandeira vermelha foi dividida entre Patamar 1 e Patamar 2, que acrescentam, respectivamente, R\$ 3,00 e R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos.

Entre janeiro/2016 e fevereiro/2016, esteve em vigor o Patamar 1 da Bandeira Tarifária Vermelha, com os valores dos acréscimos das bandeiras tarifárias passando para R\$ 3,00 para cada 100 KWh consumidos.

No mês de março/2016, esteve em vigor a Bandeira Amarela, que acrescentou R\$ 1,50 para cada 100 KWh consumidos. Finalmente, em abril/2016, entrou em vigor a Bandeira Tarifária Verde, sem acréscimos à tarifa.

O acionamento de cada bandeira tarifária é sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica do país.

#### Reajuste Tarifário de 2016

Em 12 de abril de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.059/2016, a ANEEL autorizou um reajuste tarifário médio de -0,34% (efeito médio a ser percebido pelo consumidor), a ser aplicado nas tarifas da Companhia a partir de 19 de abril de 2016. A Parcela A foi reajustada em -4,57%, representando -3,75% no reajuste econômico. O índice de reajuste da Parcela B foi de +10,43%, que representa uma participação de +1,86% no reajuste econômico. Os componentes financeiros do atual reajuste tarifário representaram 5,83%, enquanto que a saída dos componentes financeiros do último reajuste tarifário representou -4,28% no índice do reajuste tarifário de 2016 da AES Sul.

## 3.4 - Polí

Período	Exercício Social Encerrado em 31.12.2015	Exercício Social Encerrado em 31.12.2014	Exercício Social Encerrado em 31.12.2013
Regras sobre retenção de lucros	<p>Cabe à assembleia geral da Companhia deliberar sobre retenção de lucros nos termos da legislação aplicável e do estatuto social. O estatuto social da Companhia prevê a possibilidade de destinação de até 75% (setenta e cinco por cento) do lucro líquido ajustado a uma reserva especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia, cujo saldo, em conjunto com as demais reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015 não houve novas destinações para reserva estatutária. Todavia, em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 28 de abril de 2016, foi aprovada a absorção do valor de R\$ 4.921.661,25, por meio de reversão da parcela de reserva de lucros a realizar da Companhia.</p>	<p>Cabe à assembleia geral da Companhia deliberar sobre retenção de lucros nos termos da legislação aplicável e do estatuto social. O estatuto social da Companhia prevê a possibilidade de destinação de até 75% (setenta e cinco por cento) do lucro líquido ajustado a uma reserva especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia, cujo saldo, em conjunto com as demais reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014 não houve novas destinações para reserva estatutária. Todavia, em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 23 de abril de 2014, foi aprovada a retenção do valor de R\$ 25,7 milhões, destinados à formação da reserva estatutária referida acima.</p>	<p>Cabe à assembleia geral da Companhia deliberar sobre retenção de lucros nos termos da legislação aplicável e do estatuto social. O estatuto social da Companhia prevê a possibilidade de destinação de até 75% (setenta e cinco por cento) do lucro líquido ajustado a uma reserva especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia, cujo saldo, em conjunto com as demais reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013 não houve novas destinações para reserva estatutária. Todavia, em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 25 de abril de 2014, foi aprovada a absorção do valor de R\$ 20,1 milhões, por meio de reversão da parcela de reserva de lucros da Companhia que passará do montante de R\$89.536.317,24 para o montante de R\$69.458.260,37, tendo em vista o prejuízo líquido apurado no exercício de 2013.</p>
Regras sobre distribuição de dividendos	<p>De acordo com o estatuto social da Companhia, além das normas legais específicas, as seguintes regras aplicam-se quanto à distribuição de dividendos: Do resultado do exercício serão efetivadas as deduções previstas em lei, destinando-se: (i) 5% (cinco por cento) para a constituição de reserva legal, até o máximo previsto em lei; (ii) 25% (vinte e cinco por cento) para o pagamento do dividendo obrigatório nos termos do Artigo 202 da Lei nº. 6.404/76; (iii) a Administração da Companhia pode propor à Assembleia Geral a destinação de até 75% (setenta e cinco por cento) do lucro líquido ajustado a uma reserva especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia, cujo saldo, em conjunto com as demais reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social; (iv) poderá ainda, o conselho de administração, deliberar o pagamento de juros sobre o capital próprio, previstos no artigo 9º da Lei nº. 9.249/95, alterado pelo artigo 78 da Lei nº. 9.430/96, e na respectiva regulamentação (b) pagamento de antecipação, a qualquer tempo, de dividendos, a conta de reservas de capital, na forma do artigo 17 §§5º e 200, V da Lei nº. 6.404/76; (c) a declaração de dividendos intermediários, a conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral; (d) a declaração de dividendos intermediários em períodos inferiores a 1 (um) semestre, desde que o total dos dividendos pago sem cada semestre do exercício social não exceda o montante das reservas de capital de que trata o §1º do art. 182 da Lei nº. 6.404/76 e (e) mediante proposta da diretoria, ouvido o conselho de administração, será distribuído o saldo remanescente aos acionistas conforme aprovado pela Assembleia Geral de acionistas. Os acionistas titulares de Ações Preferenciais terão direito de receber, com relação aos exercícios encerrados a partir de 31 de dezembro de 2000, dividendos não cumulativos, de no mínimo 6% (seis por cento) da parte do</p>	<p>De acordo com o estatuto social da Companhia, além das normas legais específicas, as seguintes regras aplicam-se quanto à distribuição de dividendos: Do resultado do exercício serão efetivadas as deduções previstas em lei, destinando-se: (i) 5% (cinco por cento) para a constituição de reserva legal, até o máximo previsto em lei; (ii) 25% (vinte e cinco por cento) para o pagamento do dividendo obrigatório nos termos do Artigo 202 da Lei nº. 6.404/76; (iii) a Administração da Companhia pode propor à Assembleia Geral a destinação de até 75% (setenta e cinco por cento) do lucro líquido ajustado a uma reserva especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia, cujo saldo, em conjunto com as demais reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social; (iv) poderá ainda, o conselho de administração, deliberar o pagamento de juros sobre o capital próprio, previstos no artigo 9º da Lei nº. 9.249/95, alterado pelo artigo 78 da Lei nº. 9.430/96, e na respectiva regulamentação (b) pagamento de antecipação, a qualquer tempo, de dividendos, a conta de reservas de capital, na forma do artigo 17 §§5º e 200, V da Lei nº. 6.404/76; (c) a declaração de dividendos intermediários, a conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral; (d) a declaração de dividendos intermediários em períodos inferiores a 1 (um) semestre, desde que o total dos dividendos pago sem cada semestre do exercício social não exceda o montante das reservas de capital de que trata o §1º do art. 182 da Lei nº. 6.404/76 e (e) mediante proposta da diretoria, ouvido o conselho de administração, será distribuído o saldo remanescente aos acionistas conforme aprovado pela Assembleia Geral de acionistas. Os acionistas titulares de Ações Preferenciais terão direito de receber, com relação aos exercícios encerrados a partir de 31 de dezembro de 2000, dividendos não cumulativos, de no mínimo 6% (seis por cento) da parte do</p>	<p>De acordo com o estatuto social da Companhia, além das normas legais específicas, as seguintes regras aplicam-se quanto à distribuição de dividendos: Do resultado do exercício serão efetivadas as deduções previstas em lei, destinando-se: (i) 5% (cinco por cento) para a constituição de reserva legal, até o máximo previsto em lei; (ii) 25% (vinte e cinco por cento) para o pagamento do dividendo obrigatório nos termos do Artigo 202 da Lei nº. 6.404/76; (iii) a Administração da Companhia pode propor à Assembleia Geral a destinação de até 75% (setenta e cinco por cento) do lucro líquido ajustado a uma reserva especial para reforço de capital de giro e financiamento da manutenção, expansão e do desenvolvimento das atividades que compõem o objeto social da Companhia, cujo saldo, em conjunto com as demais reservas de lucros, exceto as para contingências, de incentivos fiscais e lucros a realizar, não poderá ultrapassar o capital social; (iv) poderá ainda, o conselho de administração, deliberar o pagamento de juros sobre o capital próprio, previstos no artigo 9º da Lei nº. 9.249/95, alterado pelo artigo 78 da Lei nº. 9.430/96, e na respectiva regulamentação (b) pagamento de antecipação, a qualquer tempo, de dividendos, a conta de reservas de capital, na forma do artigo 17, §§5º e 200, da Lei nº. 6.404/76; (c) a declaração de dividendos intermediários, a conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral; (d) a declaração de dividendos intermediários em períodos inferiores a 1 (um) semestre, desde que o total dos dividendos pago sem cada semestre do exercício social não exceda o montante das reservas de capital de que trata o §1º do art. 182 da Lei nº. 6.404/76 e (e) mediante proposta da diretoria, ouvido o conselho de administração, será distribuído o saldo remanescente aos acionistas conforme aprovado pela Assembleia Geral de acionistas. Os acionistas titulares de Ações Preferenciais terão direito de receber, com relação aos exercícios encerrados a partir de 31 de dezembro de 2000, dividendos não cumulativos, de no mínimo 6% (seis por cento) da parte do</p>

## 3.4

	<p>capital social integralizado própria a essa espécie de ações. O saldo remanescente do lucro terá a sua destinação integral proposta nas demonstrações financeiras, no pressuposto de sua aprovação pela Assembleia Geral. Vale ressaltar que, nos termos do § 6º do art. 202, da Lei nº. 6.404/76, o saldo remanescente do lucro líquido ajustado que não for destinado às reservas previstas na legislação ou retidos para execução e implementação de orçamento de capital ou projeto de investimento (conforme artigo 196 da Lei nº. 6.404/76) deve ser integralmente distribuído aos acionistas como dividendo.</p>	<p>capital social integralizado própria a essa espécie de ações. O saldo remanescente do lucro terá a sua destinação integral proposta nas demonstrações financeiras, no pressuposto de sua aprovação pela Assembleia Geral. Vale ressaltar que, nos termos do § 6º do art. 202, da Lei nº. 6.404/76, o saldo remanescente do lucro líquido ajustado que não for destinado às reservas previstas na legislação ou retidos para execução e implementação de orçamento de capital ou projeto de investimento (conforme artigo 196 da Lei nº. 6.404/76) deve ser integralmente distribuído aos acionistas como dividendo.</p>	<p>por cento) da parte do capital social integralizado própria a essa espécie de ações. O saldo remanescente do lucro terá a sua destinação integral proposta nas demonstrações financeiras, no pressuposto de sua aprovação pela Assembleia Geral. Vale ressaltar que, nos termos do § 6º do art. 202, da Lei nº. 6.404/76, o saldo remanescente do lucro líquido ajustado que não for destinado às reservas previstas na legislação ou projeto de investimento (conforme artigo 196 da Lei nº. 6.404/76) deve ser integralmente distribuído aos acionistas como dividendo.</p>
<p><b>Periodicidade das distribuições de dividendos</b></p>	<p>A política de distribuição de dividendos da Companhia segue a regra da Lei das S.A.s, ou seja, de distribuição de Lucro Líquido uma vez no ano. A prática tem sido a distribuição anual de dividendos. Todavia, em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 28 de abril de 2016, a Administração não propôs a distribuição de dividendo face à apuração do prejuízo líquido no exercício findo em 31 de dezembro de 2015.</p>	<p>A política de distribuição de dividendos da Companhia segue a regra da Lei das S.A.s, ou seja, de distribuição de Lucro Líquido uma vez no ano. A prática tem sido a distribuição anual de dividendos.</p>	<p>A política de distribuição de dividendos da Companhia segue a regra da Lei das S.A.s, ou seja, de distribuição de Lucro Líquido uma vez no ano. A prática tem sido a distribuição anual de dividendos.</p>
<p><b>Restrições à distribuição de dividendos</b></p>	<p>Despacho nº. 1580 ANEEL referente à retenção de dividendos do acionista controlador. A Agência Nacional de Energia Elétrica no uso de suas atribuições anuiu a capitalização de parte dos passivos extra concessão registrados pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., equivalente à US\$ 639 milhões, sendo o saldo remanescente capitalizado por meio da retenção integral na concessionária dos dividendos e juros sobre o capital próprio a que fazem jus os acionistas controladores, até a liquidação integral da dívida incorporada, incluídos os encargos da dívida; cláusula contratual de Penhor de Ações, firmado em conjunto com a emissão das Cédulas de Crédito Bancário – CCB Unibanco. Item Restrições à alienação ou Oneração dos bens empenhados: até o integral cumprimento das Dívidas Garantidas, as Devedoras Pignoratícias obrigam-se a não distribuir dividendos e/ou juros sobre capital próprio em relação às Ações Empenhadas, exceto os obrigatórios por lei ou na hipótese de anuência expressa do Unibanco, sendo vedada a averbação nos livros da AES Sul de quaisquer desses atos que tenham sido praticados sem a prévia e expressa anuência do Unibanco ou em violação do disposto nesta Cláusula.</p>	<p>Despacho nº. 1580 ANEEL referente à retenção de dividendos do acionista controlador. A Agência Nacional de Energia Elétrica no uso de suas atribuições anuiu a capitalização de parte dos passivos extra concessão registrados pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., equivalente à US\$ 639 milhões, sendo o saldo remanescente capitalizado por meio da retenção integral na concessionária dos dividendos e juros sobre o capital próprio a que fazem jus os acionistas controladores, até a liquidação integral da dívida incorporada, incluídos os encargos da dívida; cláusula contratual de Penhor de Ações, firmado em conjunto com a emissão das Cédulas de Crédito Bancário – CCB Unibanco. Item Restrições à alienação ou Oneração dos bens empenhados: até o integral cumprimento das Dívidas Garantidas, as Devedoras Pignoratícias obrigam-se a não distribuir dividendos e/ou juros sobre capital próprio em relação às Ações Empenhadas, exceto os obrigatórios por lei ou na hipótese de anuência expressa do Unibanco, sendo vedada a averbação nos livros da AES Sul de quaisquer desses atos que tenham sido praticados sem a prévia e expressa anuência do Unibanco ou em violação do disposto nesta Cláusula.</p>	<p>Despacho nº. 1580 ANEEL referente à retenção de dividendos do acionista controlador. A Agência Nacional de Energia Elétrica no uso de suas atribuições anuiu a capitalização de parte dos passivos extra concessão registrados pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., equivalente à US\$ 639 milhões, sendo o saldo remanescente capitalizado por meio da retenção integral na concessionária dos dividendos e juros sobre o capital próprio a que fazem jus os acionistas controladores, até a liquidação integral da dívida incorporada, incluídos os encargos da dívida; cláusula contratual de Penhor de Ações, firmado em conjunto com a emissão das Cédulas de Crédito Bancário – CCB Unibanco. Item Restrições à alienação ou Oneração dos bens empenhados: até o integral cumprimento das Dívidas Garantidas, as Devedoras Pignoratícias obrigam-se a não distribuir dividendos e/ou juros sobre capital próprio em relação às Ações Empenhadas, exceto os obrigatórios por lei ou na hipótese de anuência expressa do Unibanco, sendo vedada a averbação nos livros da AES Sul de quaisquer desses atos que tenham sido praticados sem a prévia e expressa anuência do Unibanco ou em violação do disposto nesta Cláusula.</p>

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

(Reais)	Exercício social 31/12/2015	Exercício social 31/12/2014	Exercício social 31/12/2013
Lucro líquido ajustado	-4.922.000,00	200.281.000,00	-20.078.000,00
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado	0,000000	87,190000	0,000000
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor	-0,530000	20,350000	-2,270000
Dividendo distribuído total	0,00	174.624.000,00	0,00
Lucro líquido retido	-4.922.000,00	36.198.000,00	-20.078.000,00
Data da aprovação da retenção		23/04/2015	

Lucro líquido retido	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo	Montante	Pagamento dividendo
	0,00				0,00	
<b>Dividendo Obrigatório</b>						
Ordinária			133.834.000,00			
Preferencial			40.794.000,00			

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

A Companhia, nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013 não declarou dividendos em contrapartida às contas de lucros retidos ou reservas de lucros constituídas em exercícios sociais anteriores.

**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>31/12/2015</b>	3.130.752.000,00	Índice de Endividamento	3,35000000	
	0,00	Outros índices	5,32000000	Dívida Bruta/Ebitda Ajustado (vezes) Considera Ebitda ajustado pelas despesas com o plano de previdência privada. Conforme previsto em contrato.
	0,00	Outros índices	5,02000000	Dívida líquida/Ebitda Ajustado (vezes) Considera Ebitda ajustado pelas despesas com o plano de previdência privada. Conforme previsto em contrato.

**3.8 - Obrigações**

<b>Exercício social (31/12/2015)</b>							
Tipo de Obrigação	Tipo de Garantia	Outras garantias ou privilégios	Inferior a um ano	Um a três anos	Três a cinco anos	Superior a cinco anos	Total
Títulos de dívida	Garantia Real		973.910.999,75	0,00	0,00	0,00	973.910.999,75
Financiamento	Quirografárias		26.322.740,26	24.168.715,70	19.125.469,19	4.276.208,85	73.893.134,00
Empréstimo	Quirografárias		49.890.782,63	0,00	0,00	0,00	49.890.782,63
Títulos de dívida	Quirografárias		303.923.612,00	0,00	0,00	0,00	303.923.612,00
<b>Total</b>			<b>1.354.048.134,64</b>	<b>24.168.715,70</b>	<b>19.125.469,19</b>	<b>4.276.208,85</b>	<b>1.401.618.528,38</b>
<b>Observação</b>							

### **3.9 - Outras informações relevantes**

Outras informações relevantes relativas ao item 3.5:

Nos contratos de dívidas da Companhia, existem cláusulas de inadimplemento cruzado, que são condições padrão em instrumentos de financiamento em geral, cujo descumprimento pelo devedor pode resultar na declaração de vencimento antecipado do saldo em aberto de determinada dívida, que, por sua vez, poderá constituir hipótese de vencimento antecipado de outras dívidas. Atualmente, a Companhia é devedora em emissões de debêntures simples cujos instrumentos contemplam hipóteses de vencimento antecipado automático da respectiva dívida. A Companhia não tem como garantir que não irão contrair outras dívidas cujos instrumentos/contratos prevejam cláusula de inadimplemento cruzado, bem como não pode garantir que as dívidas correspondentes não vencerão antecipadamente. Na hipótese de vencimento antecipado das dívidas, os seus ativos e fluxo de caixa poderão ser insuficientes para quitar o saldo devedor dos respectivos instrumentos/contratos vigentes à época.

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

### a. Relacionados à Companhia

***A Companhia pode ser afetada de forma adversa por decisões desfavoráveis em processos judiciais ou administrativos em andamento.***

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia estava envolvida em vários processos judiciais e administrativos de natureza cível, tributária, trabalhista e ambiental. Alguns dos referidos processos envolvem montantes significativos. Não se pode assegurar que essas ações e processos administrativos serão resolvidos totalmente a favor da Companhia. Exceto nos casos em que as regras contábeis determinem de forma diversa, a Companhia somente constitui provisões para os processos em que a possibilidade de perda seja avaliada pelos assessores jurídicos externos como provável, ou seja, cuja probabilidade de perda seja superior à possibilidade de êxito. A Companhia não constitui provisões para os processos em que a possibilidade de perda é avaliada pelos assessores jurídicos externos como possível ou remota, exceto nos casos em que as regras contábeis em vigor determinam o provisionamento de perda possível. As provisões constituídas pela Companhia para tais contingências podem ser insuficientes para fazer face ao custo total decorrente de decisões adversas em tais demandas. Se o total ou uma parcela significativa dessas ações e processos administrativos for decidido de forma desfavorável para a Companhia, isso pode ter um impacto adverso relevante nos seus negócios, condição financeira, resultados operacionais e na imagem da Companhia. Por fim, além dos custos com honorários advocatícios para o patrocínio dessas causas, a Companhia poderá se ver obrigada a oferecer garantias em juízo relacionadas a tais processos, o que poderia afetar a sua capacidade financeira. Para uma discussão detalhada dos processos judiciais e administrativos relevantes, vide item 4.3 deste Formulário de Referência.

***A construção, expansão, manutenção e funcionamento de instalações e equipamentos de distribuição de energia da Companhia envolvem riscos significativos que poderão causar perda de receitas ou aumento de despesas.***

A construção, expansão e funcionamento das instalações e equipamentos do sistema elétrico de distribuição e o fornecimento de energia da Companhia envolvem diversos riscos, inclusive:

- a incapacidade de obter alvarás e licenças do governo;
- problemas ambientais e de engenharia imprevistos;
- interrupção do fornecimento;
- falha de equipamentos;
- sobrecarga em equipamentos;
- explosões e incêndios;
- incapacidade de contratação de empreiteiras;
- greves e outras disputas trabalhistas;
- agitações sociais;
- vandalismo e furtos;
- insolvência de empreiteiras e terceirizados;
- atraso ou impossibilidade de compra de materiais e equipamentos;
- interferências meteorológicas e hidrológicas;
- aumentos das perdas de energia, incluindo perdas técnicas e comerciais;
- aumento da inadimplência;
- atrasos operacionais e de construção ou custos excedentes não previstos;
- inoperância dos sistemas de telecomunicações;
- perda de comunicação e de dados do Data Center;
- falhas do sistema comercial e de operação; e
- sabotagem.

Se a Companhia enfrentar quaisquer desses problemas poderá não conseguir distribuir energia em montante consistente com o plano de negócios, e isso poderá causar um efeito adverso em sua condição financeira, em seus resultados operacionais e em penalizações pelo descumprimento de obrigações vinculadas ao contrato de concessão.

***Uma vez que parte significativa dos bens da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos, esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência nem poderão ser objeto de penhora para garantir a execução de decisões judiciais.***

Uma parte significativa dos bens da Companhia, inclusive a sua rede de distribuição de energia elétrica, está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantir a execução de

#### **4.1 - Descrição dos fatores de risco**

decisões judiciais, uma vez que devem ser revertidos ao poder concedente, de acordo com os termos da sua concessão e com a legislação vigente. A Companhia tem direito de receber indenização do poder concedente em caso de extinção antecipada de sua concessão, porém o valor a ser indenizado pode ser menor do que o valor de mercado dos bens revertidos. Essas limitações podem reduzir significativamente os valores disponíveis aos seus credores em caso de liquidação, além de poderem ter um efeito negativo em sua capacidade de obter financiamentos.

***O grau de endividamento da Companhia, bem como as disposições restritivas de seus contratos financeiros (covenants) poderão afetar adversamente sua capacidade de operar seus negócios e de efetuar o pagamento de sua dívida.***

Em 31 de dezembro de 2015 a dívida bruta de curto e longo prazo da Companhia somava R\$ 1.401,6 milhões, em moeda nacional.

A geração de caixa da Companhia pode não ser suficiente para pagar o principal, juros ou outros montantes devidos em relação às suas dívidas. A Companhia poderá necessitar de financiamentos adicionais para pagar parte das suas dívidas, quando se tornarem devidas, conforme sua estratégia de financiamento. Adicionalmente, a Companhia poderá contrair empréstimos adicionais para financiar investimentos ou para outras finalidades, sujeitos a restrições aplicáveis de suas dívidas atuais. Se a Companhia vier a contrair novos empréstimos, os riscos associados ao seu endividamento, incluindo o risco de não ser capaz de pagar suas dívidas, poderão aumentar.

Os contratos que regem a dívida da Companhia contêm disposições que poderão limitar a maneira como ela opera seus negócios. Por exemplo, a Companhia é obrigada a observar diversos índices financeiros que restringem a capacidade da Companhia de contratar novas dívidas ou de obter linhas de crédito. Esses índices financeiros baseiam-se no Ebitda da Companhia, resultado financeiro e endividamento líquido total. Em vista disso, tais limitações e impedimentos poderão afetar adversamente as estratégias de negócios e os resultados financeiros da Companhia. Para mais informações, veja o item 10.1 "Comentários dos Diretores Sobre" deste Formulário de Referência.

Como regra geral, todos os ativos necessários à operação da concessão, tais como: redes de energia elétrica, subestações e prédios operacionais, entre outros, são reversíveis à União e não podem sequer ser alienados sem prévia e expressa autorização do Poder Concedente.

***A perda da concessão da Companhia pode gerar prejuízos em seus resultados.***

Nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 ("Lei de Concessões"), uma concessão está sujeita à extinção antecipada em determinadas circunstâncias, quais sejam: encampação, caducidade, rescisão amigável ou judicial, anulação do contrato de concessão, falência ou extinção da concessionária, existindo ainda a previsão de indenização e intervenção em determinadas situações descritas no contrato de concessão. Em quaisquer dos casos descritos, os ativos vinculados à concessão serão revertidos ao Poder Concedente. No caso de perda da concessão, o contrato prevê a indenização dos ativos reversíveis ainda não depreciados ou amortizados, porém, essa indenização poderá não ser compatível com o valor residual desses ativos.

Além disso, de acordo com a lei 12.767/2012, a Companhia poderá sofrer a intervenção do agente regulador na hipótese em que este entenda estar havendo risco de prestação adequada do fornecimento de energia elétrica e descumprimento de normas contratuais, regulamentares e legais.

A extinção antecipada do contrato de concessão, assim como a imposição de penalidades à Companhia associadas a tal extinção, e a intervenção na gestão da Companhia poderão gerar significativos impactos nos resultados da Companhia e afetar sua capacidade de pagamento e cumprimento de obrigações financeiras. Para informações sobre a concessão, ver os itens 7.5.a e 7.5.c deste Formulário de Referência.

***Se a Companhia não conseguir continuar controlando com sucesso as perdas de energia, os resultados de suas operações e sua condição financeira poderão ser adversamente afetados.***

Há dois tipos de perdas de energia: perdas técnicas e perdas não técnicas. Essa última se divide ainda em outras duas: as perdas administrativas e as perdas comerciais. As perdas totais são calculadas considerando-se o total de suprimento de energia medido na fronteira da rede elétrica da Companhia com a da rede de transmissão nacional, ou seja, no ponto de medição entre a transmissora e a distribuidora de energia, nos últimos 12 meses (11.062GWh em 31 de dezembro de 2015) e deduzindo-se a parcela referente ao faturamento de todos os seus clientes, inclusive os livres, excetuando-se as energias retroativas faturadas relativas à recuperação de fraudes. Com base nesta metodologia, a perda física total apurada em 2015 foi de 9,18%, apresentando um pior desempenho quando comparado ao indicador de 2014 que foi de 8,76% e de 2013 apurado em 8,27%

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, atribui a cada distribuidora um percentual de perdas para cada ciclo tarifário, que no caso da AES Sul compreende o período entre abril e março de cada ano. Assim, a melhor forma de comparar o nível de perdas da

#### **4.1 - Descrição dos fatores de risco**

Companhia com o referencial regulatório é utilizando as perdas totais como métrica. O nível regulatório de perdas de energia elétrica a ser adotado nos reajustes tarifários da AES Sul, de 2014 a 2017, ficou definido em 6,56% para as perdas técnicas sobre a energia injetada, excluída a energia injetada no nível de tensão A1, e 4,91% para as perdas não técnicas sobre o mercado faturado de baixa tensão. Caso a Companhia venha a apresentar perdas superiores aos limites regulatórios, o referido montante não poderá ser repassado por meio de aumento das tarifas, o que afetaria sua condição financeira e o resultado operacional da Companhia. Como resultado das ações de combate às perdas de energia elétrica executadas pela Companhia, principalmente no combate a fraudes de medidores e furtos de energia via conexões ilegais, foram recuperados 54 GWh, 74 GWh e 48 GWh respectivamente, nos anos de 2013, 2014 e 2015. Não é possível assegurar que as medidas do governo, em resposta a uma possível escassez de energia no futuro, não venham a afetar adversamente a condição financeira e resultados operacionais da Companhia. Este cenário seria representado tanto em função de potenciais perdas de receita, quanto em função da variação dos custos operacionais, ou ainda, em função do provável incremento nas perdas não técnicas de energia elétrica. Para maiores informações, veja o item 7.3.b. "Características do Processo de Distribuição" deste Formulário de Referência.

***O compromisso da Companhia via edital de licitação da concessão, de atender às obrigações com o plano de pensão de benefício definido de seus funcionários, administrado pela Fundação CEEE de Seguridade Social ELETROCEEE, poderão implicar em custos superior ao atualmente previsto e, conseqüentemente, afetar negativamente o resultado da Companhia.***

A AES Sul é patrocinadora de um plano de previdência na modalidade de benefício definido administrado pela ELETROCEEE. Existem duas formas de apuração das obrigações deste plano: a que a Companhia contrata para atendimento das regras contábeis (CVM) e a calculada pelo administrador do plano para fins de demonstração atuarial para a Previc (Superintendência Nacional de Previdência Complementar). Os números são diferentes, pois os cálculos possuem regras e premissas diferentes. No exercício de 2014, de acordo com estudo atuarial da Companhia, foi constatado um déficit (passivo líquido), o qual foi reconhecido no balanço da companhia em contrapartida ao Patrimônio Líquido (Outros Resultados Abrangentes), conforme CPC 33 deliberada pela CVM nº 695/2012. Adicionalmente, AES Sul reconhece no resultado da Companhia, uma despesa com o plano de previdência de benefício definido. O resultado da avaliação atuarial de 2014 efetuada pela ELETROCEEE (entidade administradora do plano) resultou igualmente em déficit atuarial, decorrente principalmente pela rentabilidade dos ativos do plano estarem abaixo do esperado no exercício. A contribuição da Companhia é paritária à contribuição dos empregados beneficiados, inclusive no que diz respeito ao plano de custeio administrativo da administradora do fundo, porém, se, por qualquer razão, o patrimônio do plano vier a se mostrar insuficiente, observadas as regras da Previc para equilíbrio técnico, a Companhia poderá incorrer em custos superiores aos atuais. Cabe lembrar que a partir de fevereiro de 2011 foi homologado pela Previc o fim de novas adesões a esse plano diminuindo a exposição atuarial futura da Companhia.

***Qualquer dificuldade na obtenção de novos financiamentos poderá ter um efeito adverso nas operações da Companhia e no desenvolvimento de seu negócio.***

O programa de investimento da Companhia é de R\$ 1.652,6 milhões no período de 2016 a 2020. No ano de 2015 a Companhia investiu R\$ 214,2 milhões. O valor orçado de investimentos para o ano 2016 é de aproximadamente R\$ 248,4 milhões sendo R\$ 245,0 milhões com recursos próprios e R\$ 3,4 milhões de investimentos autofinanciados por clientes, e planeja financiar os próximos investimentos e outras necessidades de liquidez com os recursos gerados por suas operações e eventuais empréstimos, se necessário.

A Companhia não poderá assegurar que será capaz de obter recursos suficientes para completar seu programa de investimento ou para satisfazer suas demais obrigações de liquidez e recursos de capital. A dificuldade na obtenção de recursos necessários poderá adiar ou impedir que complete seu programa de investimento e outros projetos, o que poderá ter um efeito adverso em suas operações e no desenvolvimento de seu negócio.

#### ***Contratos de Compra de Energia***

Para atender ao seu mercado cativo a AES Sul adquire energia por meio de Contratos de Compra de Energia oriundos de Leilões de Energia Nova e Existente, promovidos pelo Poder Concedente, por meio de cotas de energia de Itaipu Binacional e por meio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA. A partir de 2013, a AES Sul passou a adquirir energia também por meio de cotas de garantia física oriundas de concessões de geração renovadas nos termos da Lei nº. 12.783/13.

A Companhia acompanha permanentemente o nível de contratação da distribuidora e se utiliza de todos os mecanismos disponíveis pelas regras vigentes a fim de evitar os potenciais impactos negativos.

#### ***Garantias Referentes a Compras de Energia***

De acordo com a regulação expandida pela ANEEL, a Companhia deve oferecer garantias específicas relativas à compra de energia em leilões. O montante destas garantias é variável conforme o montante de energia a ser adquirida e consistem em tipos diferentes. Um tipo de garantia diz respeito à habilitação da Companhia à participação dos leilões, o que é feito mediante depósito bancário além de outros

#### **4.1 - Descrição dos fatores de risco**

procedimentos regulados necessários a habilitação. O valor depositado é posteriormente devolvido à Companhia. Realizado o leilão, a Companhia deve apresentar garantias específicas aos vendedores para fins da efetiva contratação da energia. Esta garantia tem vigência ao longo da duração do contrato de compra de energia e pode ser: (i) Cartas de Fiança Bancária, (ii) Certificado de Depósito Bancário (CDB), (iii) Títulos Federais, (iv) Seguro Garantia e (v) Quotas de Fundo de investimento extra mercado. A eventual não satisfação dessas garantias pode impedir a Companhia de adquirir a energia necessária ao atendimento de seu mercado. A Companhia não pode assegurar que terá condições de satisfazer tempestivamente essas exigências regulamentares.

Para os Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) a AES Sul pode dar garantias através da alienação de parte dos seus recebíveis, com a assinatura de Contrato de Constituição de Garantias (CCG) que vigoram até o final da vigência do contrato de compra de energia, devendo a operação ser previamente aprovada pela ANEEL.

***A Companhia é parte em diversos processos judiciais e administrativos. Decisões adversas em um ou mais dos processos judiciais e administrativos poderão afetar negativamente os negócios e resultados operacionais.***

A Companhia está atualmente envolvida em processos judiciais e administrativos sobre diversas questões legais, regulatórias e administrativas, inclusive processos relacionados a aumentos de tarifa, responsabilidade civil, responsabilidade fiscal, obrigações trabalhistas, previdenciárias, e questões ambientais, sendo que a maioria destes processos se originou do curso regular dos negócios da Companhia. Decisões contrárias aos interesses da Companhia envolvendo valores substanciais podem ter um efeito adverso para a Companhia. Para mais informações sobre processos relevantes, ver item 4.3 deste Formulário de Referência.

***A Companhia é demandada atualmente e poderá ser demandada no futuro pelo sindicato que representa seus empregados, sendo que uma condenação nestes processos poderá afetar adversamente os resultados da Companhia.***

A Companhia, poderá vir a ser processada no futuro, pelo sindicato que representa seus empregados, atualmente o Sindicato dos Eletricitários do Rio Grande do Sul - SENERGISUL. As demandas poderão envolver diversas questões de natureza trabalhista. O sindicato pode mover processos contra a Companhia como representante dos empregados da mesma e, portanto, a amplitude dessas demandas poderá alcançar todos os empregados da Companhia. A Companhia não tem como prever quais demandas serão feitas pelo sindicato no futuro e quais serão os montantes envolvidos numa eventual condenação nestes processos. Uma condenação a pagamentos ou obrigações de fazer (que envolvam um investimento adicional por parte da Companhia para atendê-las) poderão impactar adversamente as atividades e resultados da Companhia.

***Uma vez que parte significativa dos bens da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos, esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência nem poderão ser objeto de penhora para garantir a execução de decisões judiciais.***

Uma parte significativa dos bens da Companhia, inclusive a sua rede de distribuição de energia elétrica, está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantir a execução de decisões judiciais, uma vez que devem ser revertidos ao poder concedente, de acordo com os termos da sua concessão e com a legislação vigente. A Companhia tem direito de receber indenização do poder concedente em caso de extinção antecipada de sua concessão, porém o valor a ser indenizado pode ser menor do que o valor de mercado dos bens revertidos. Essas limitações podem reduzir significativamente os valores disponíveis aos seus credores em caso de liquidação, além de poderem ter um efeito negativo em sua capacidade de obter financiamentos.

***Não atendimento do plano de resultados para melhoria dos serviços de distribuição***

O não atendimento das metas estabelecidas no plano de resultados poderá resultar nas penalidades estabelecidas na REN63/04.

***Eventos que possam comprometer a imagem e reputação da Companhia***

Eventos externos como mudanças climáticas, econômicas e políticas, apesar de não gerenciáveis pela organização, são monitorados pelas empresas do Grupo AES no Brasil, por representarem potenciais riscos para sua Imagem e Reputação, uma vez que podem afetar, em algum nível, o relacionamento com nossos públicos de interesse e a maneira como percebem nossa atuação.

***Confidencialidade, disponibilidade e segurança cibernética da Companhia***

A Companhia utiliza-se de diferentes infraestruturas e tecnologias de TI para a sua operação. Apesar de possuir um programa de segurança da informação robusto e uma gestão contínua dos serviços através do monitoramento dos processos, ferramentas, infraestrutura tecnológica, não é possível assegurar a inexistência de risco residual de eventos correlatos à tecnologia da informação.

## **4.1 - Descrição dos fatores de risco**

### ***b. Relacionados ao seu controlador, direto ou indireto, ou grupo de controle***

***O compromisso do acionista controlador, por meio de instrumento de Escritura da 3ª Emissão de Debêntures da Companhia, de garantir o pagamento por meio da alienação fiduciária das ações de emissão da Companhia, pode acarretar a alteração do controle acionário e a descontinuidade da administração atual.***

Em 28 de maio de 2015, a Companhia realizou a 3ª Emissão de Debêntures, que teve como garantia de pagamento a alienação fiduciária das ações de emissão da Companhia detidas pela AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., que representam 99,78% das ações totais da AES Sul ("Instrumento Particular de Escritura").

Se a Companhia, devedora principal do Instrumento Particular de Escritura, não cumprir com os pagamentos ou com as cláusulas do mencionado instrumento, o seu acionista controlador, qual seja, a AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., na condição de garantidor do referido financiamento, mediante a alienação fiduciária das ações da Companhia por ela detidas, poderá ter que transferir a totalidade destas ações a terceiros, o que poderá acarretar eventual mudança de controle da Companhia e descontinuidade da administração atual. Em 31 de dezembro de 2015, esta dívida correspondia a R\$ 973,9 milhões.

Nesta hipótese, deve-se observar que qualquer alteração no controle acionário da Companhia deverá ser previamente aprovada pelo Poder Concedente, conforme cláusula décima segunda do Contrato de Concessão da Companhia.

Caso seja descumprida alguma obrigação do Contrato de Concessão, como a supramencionada, o Poder Concedente poderá aplicar as penalidades previstas, bem como intervir na concessão e, se depois de instaurado o processo administrativo for constatado que o descumprimento persiste, poderá ser declarada a caducidade da concessão da Companhia.

### ***Mudança no controle e descontinuidade da administração atual da Companhia.***

A saída do controlador direto da Companhia poderá acarretar uma eventual descontinuidade da sua administração atual. Neste caso, a Companhia não pode garantir que terá sucesso em manter a administração atual ou atrair membros qualificados para integrar sua administração. A saída de qualquer membro chave da administração da Companhia, ou a incapacidade de atrair e manter pessoal qualificado para integrá-la, pode causar um efeito adverso relevante nos negócios, situação financeira, resultados operacionais e na imagem da Companhia.

***A Companhia faz parte de um grupo econômico em que participam outras entidades operacionais que são e poderão ser parte em processos judiciais nos quais a Companhia pode vir a ter responsabilidade solidária ou subsidiária pelos resultados.***

A Companhia faz parte de um grupo econômico onde existem outras companhias operacionais. No curso de suas atividades, essas companhias são parte em processos judiciais onde, caso condenadas, o resultado da condenação poderá afetar a Companhia de forma solidária ou subsidiária. Isso inclui processos de diversas naturezas como, por exemplo, questões previdenciárias, trabalhistas e ambientais. Caso alguma das entidades do grupo econômico sofra condenação judicial e a Companhia seja chamada a responder subsidiária ou solidariamente por tal condenação, os resultados operacionais e financeiros da Companhia poderão ser adversamente afetados.

### ***c. Relacionados aos seus acionistas***

***A Companhia pode vir a precisar de capital adicional no futuro, que poderá ser captado com a emissão de valores mobiliários, o que poderá resultar em uma diluição da participação do investidor em suas ações***

A Companhia poderá vir a precisar de capital adicional no futuro e esta captação de capital poderá ser feita por meio da emissão de valores mobiliários, que poderão constituir participação acionária ou dívida. Caso a Companhia emita valores mobiliários que constituam participação acionária ou opção para sua aquisição, a participação societária dos investidores já existente em seu capital social poderá ser diluída.

***Os proprietários das ações da Companhia podem não receber dividendos ou juros sobre o capital próprio***

De acordo com seu estatuto social, a Companhia deve pagar aos acionistas um dividendo anual obrigatório não inferior a 25% de seu lucro líquido anual, calculado e ajustado nos termos da Lei nº. 6.404/76, conforme alterada. O estatuto social da Companhia permite o pagamento de dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. A Companhia poderá ainda pagar juros sobre o capital próprio, limitados aos termos da lei. Os dividendos intermediários e os juros sobre o capital próprio declarados em cada exercício social poderão ser imputados ao dividendo mínimo obrigatório do resultado do exercício social em que forem distribuídos.

#### **4.1 - Descrição dos fatores de risco**

Entretanto, a Companhia pode não pagar dividendos aos seus acionistas em qualquer exercício social se seus administradores manifestarem ser tal pagamento desaconselhável diante da situação financeira da Companhia. Nesse caso, conforme previsto na Lei das Sociedades por Ações, o lucro líquido pode ser (i) capitalizado; (ii) utilizado para compensar prejuízo; ou (iii) destinado a uma reserva especial, podendo não ser disponibilizado para pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio. Para maiores informações sobre as regras de distribuição de dividendos e de pagamento de juros sobre capital próprio da Companhia, vide item 3.4 deste Formulário de Referência.

#### ***A volatilidade e falta de liquidez do mercado de valores mobiliários brasileiro poderão limitar a capacidade de venda dos valores mobiliários da Companhia pelo preço e no momento desejado***

Não há garantias de que haverá um mercado de negócios ativo e líquido para os valores mobiliários da Companhia. Mercados de negócios ativos e líquidos, normalmente, resultam em menor volatilidade de preço e maior eficácia em efetuar as ordens de compra e venda dos investidores. O preço de mercado dos valores mobiliários da Companhia poderá variar significativamente em decorrência de inúmeros fatores, alguns dos quais estão fora de seu controle, como eventual falta de atividade e de liquidez. Em caso de queda do preço de mercado dos valores mobiliários da Companhia, o investidor poderá perder grande parte ou todo o seu investimento.

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

A Companhia não possui sociedades controladas e coligadas.

#### ***e. Relacionados a seus fornecedores***

#### ***A Companhia está sujeita a eventuais contingências decorrentes da contratação de prestadores de serviços, que poderão ter um efeito adverso sobre os seus negócios, sua situação financeira e seus resultados operacionais.***

A Companhia está exposta a eventuais contingências decorrentes da estrutura de contratação de terceiros prestadores de serviços. Essas contingências podem envolver reivindicações por empregados de prestadores de serviços terceirizados diretamente contra a Companhia, como se esta fosse o empregador direto de tais empregados, bem como reivindicações contra a Companhia por responsabilidade secundária, inclusive, acidente ocupacional, equidade salarial, pagamento de horas extras, caso tais prestadores de serviços terceirizados deixem de cumprir com suas obrigações de empregador. Se parcela significativa dessa contingência se materializar e as empreiteiras não puderem arcar com referidas contingências, a Companhia terá um passivo para o qual não constituiu provisões e que pode causar um efeito adverso em seus negócios, na sua condição financeira e nos resultados de suas operações. De forma a mitigar tais riscos, a Companhia inclui cláusulas contratuais específicas que exigem garantias financeiras de seus parceiros.

Entretanto, tais garantias podem não ser suficientes à cobertura de todos os riscos envolvidos, considerando a imprevisibilidade dos impactos e a limitação de valores estipulados para cada garantia. Para definir quais garantias deverão ser exigidas em cada contrato, é realizado um processo de avaliação de especificações técnicas e de análise sobre os riscos associados ao objeto do contrato e de necessidade de seguros.

#### ***f. Relacionados a seus clientes***

#### ***A Companhia é responsável por quaisquer perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na geração de energia oriunda de suas subestações ou interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídas a nenhum agente identificado do setor elétrico e os seguros contratados podem ser insuficientes para cobrir estas perdas e danos.***

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia, na qualidade de prestadora de serviços públicos, tem responsabilidade objetiva por quaisquer prejuízos diretos e indiretos resultantes da inadequada prestação de serviços, tais como (i) perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na operação de seus equipamentos que acarretem indisponibilidade forçada, interrupções ou distúrbios aos sistemas de distribuição e/ou transmissão ou (ii) interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a qualquer agente identificado do setor elétrico.

O valor das indenizações no caso do item (ii) acima e o critério de identificação do agente causador é realizado em conformidade com o disposto nos procedimentos de rede estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS") e homologados pela ANEEL.

A Companhia não contrata seguro para cobrir quaisquer responsabilidades relacionadas às falhas de fornecimento de energia incorridas de fato no curso de seus negócios nem é possível assegurar que o seguro de responsabilidade civil por ela contratado em decorrência

#### 4.1 - Descrição dos fatores de risco

das suas atividades será suficiente ou que esse seguro continuará disponível no futuro, o que pode causar um efeito adverso em sua situação financeira e em seus resultados operacionais.

**Há um volume de contas vencidas e não pagas, e se não forem recuperadas tais receitas, o resultado financeiro poderá ser negativamente afetado.**

Em 31 de dezembro de 2015, 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013 o saldo das contas a receber (valores a receber de consumidores, concessionárias, permissionárias e acordos) era, respectivamente de R\$ 654,9 milhões, R\$ 462,8 milhões e R\$ 274,3 milhões, conforme demonstrado nos quadros abaixo:

	2015					
	Saldos vincendos	Saldos vencidos		Total	PCLD (*)	Saldo líquido
		até 90 dias	mais de 90 dias			
<b>CIRCULANTE</b>						
<b>Consumidores - Fornecimento:</b>						
Residencial	84.208	59.522	7.708	151.438	(7.708)	143.730
Industrial	12.627	12.205	7.698	32.530	(2.317)	30.213
Comercial e serviços	30.720	14.740	5.064	50.524	(2.877)	47.647
Rural	12.953	5.358	4.440	22.751	(694)	22.057
<b>Poder público:</b>						
Federal	1.067	930	25	2.022	-	2.022
Estadual	2.375	2.506	91	4.972	-	4.972
Municipal	5.097	2.598	2.813	10.508	-	10.508
Iluminação pública	8.217	1.882	312	10.411	-	10.411
Iluminação pública - precatórios	-	-	9.302	9.302	-	9.302
Serviço público	9.503	6.780	1.678	17.961	-	17.961
<b>Total - Faturado</b>	<b>166.767</b>	<b>106.521</b>	<b>39.131</b>	<b>312.419</b>	<b>(13.596)</b>	<b>298.823</b>
Não faturado	206.070	-	-	206.070	-	206.070
<b>Total</b>	<b>372.837</b>	<b>106.521</b>	<b>39.131</b>	<b>518.489</b>	<b>(13.596)</b>	<b>504.893</b>
<b>Concessionárias e permissionárias:</b>						
Suprimento de energia elétrica	1.795	-	-	1.795	-	1.795
Encargos de uso da rede	228	-	-	228	-	228
Ressarcimento - leilões de energia	4.254	-	-	4.254	-	4.254
Outros	1.939	-	-	1.939	-	1.939
<b>Total</b>	<b>8.216</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8.216</b>	<b>-</b>	<b>8.216</b>
<b>TOTAL - CIRCULANTE</b>	<b>381.053</b>	<b>106.521</b>	<b>39.131</b>	<b>526.705</b>	<b>(13.596)</b>	<b>513.109</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>						
<b>Consumidores - Fornecimento:</b>						
<b>Poder público:</b>						
Estadual	-	-	2	2	-	2
Municipal	-	-	304	304	(149)	155
Iluminação pública	-	-	200	200	(200)	-
Iluminação pública - precatórios	-	-	93.232	93.232	-	93.232
Serviço público	-	-	9	9	-	9
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>93.747</b>	<b>93.747</b>	<b>(349)</b>	<b>93.398</b>
<b>TOTAL - NÃO CIRCULANTE</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>93.747</b>	<b>93.747</b>	<b>(349)</b>	<b>93.398</b>
<b>TOTAL - CIRCULANTE + NÃO CIRCULANTE</b>	<b>381.053</b>	<b>106.521</b>	<b>132.878</b>	<b>620.452</b>	<b>(13.945)</b>	<b>606.507</b>

	2015			2014		
	Saldo	PCLD (*)	Saldo líquido	Saldo	PCLD (*)	Saldo líquido
<b>CIRCULANTE</b>						
<b>Termo de confissão de dívida:</b>						
Prefeituras municipais diversas	9.605	(3.822)	5.783	12.232	(6.472)	5.760
Consumidores	17.985	(10.692)	7.293	10.081	(5.584)	4.497
<b>Total</b>	<b>27.590</b>	<b>(14.514)</b>	<b>13.076</b>	<b>22.313</b>	<b>(12.056)</b>	<b>10.257</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>						
<b>Termo de confissão de dívida:</b>						
Prefeituras municipais diversas	38.768	(10.980)	27.788	42.356	(11.343)	31.013
Prefeituras municipais diversas - precatórios (*)	4.040	-	4.040	-	-	-
Consumidores	19.587	(16.082)	3.505	21.583	(14.956)	6.627
<b>Total</b>	<b>62.395</b>	<b>(27.062)</b>	<b>35.333</b>	<b>63.939</b>	<b>(26.299)</b>	<b>37.640</b>
<b>Total geral</b>	<b>89.985</b>	<b>(41.576)</b>	<b>48.409</b>	<b>86.252</b>	<b>(38.355)</b>	<b>47.897</b>

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

	2014					
	Saldos vencidos	Saldos vencidos		Total	PCLD (*)	Saldo líquido
		até 90 dias	mais de 90 dias			
<b>CIRCULANTE</b>						
<b>Consumidores - Fornecimento:</b>						
Residencial	69.229	41.664	4.192	115.085	(4.192)	110.893
Industrial	7.659	8.630	2.838	19.127	(216)	18.911
Comercial e serviços	23.682	9.191	1.808	34.681	(765)	33.916
Rural	11.293	6.808	1.665	19.766	(228)	19.538
<b>Poder público:</b>						
Federal	1.408	1.023	35	2.466	-	2.466
Estadual	1.903	318	15	2.236	-	2.236
Municipal	3.986	997	689	5.672	-	5.672
Iluminação pública	5.928	1.389	1.230	8.547	-	8.547
Serviço público	5.882	1.350	894	8.126	-	8.126
<b>Subtotal</b>	<b>130.970</b>	<b>71.370</b>	<b>13.366</b>	<b>215.706</b>	<b>(5.401)</b>	<b>210.305</b>
Não faturado	182.513	-	-	182.513	-	182.513
<b>Total</b>	<b>313.483</b>	<b>71.370</b>	<b>13.366</b>	<b>398.219</b>	<b>(5.401)</b>	<b>392.818</b>
<b>Concessionárias e permissionárias:</b>						
Suprimento de energia elétrica	1.473	-	-	1.473	-	1.473
Encargos de uso da rede	158	-	-	158	-	158
Ressarcimento - leilões de energia	4.717	-	-	4.717	-	4.717
Outros	975	-	-	975	-	975
<b>Total</b>	<b>7.323</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>7.323</b>	<b>-</b>	<b>7.323</b>
<b>TOTAL - CIRCULANTE</b>	<b>320.806</b>	<b>71.370</b>	<b>13.366</b>	<b>405.542</b>	<b>(5.401)</b>	<b>400.141</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>						
<b>Consumidores - Fornecimento:</b>						
<b>Poder público:</b>						
Estadual	-	-	1	1	(1)	-
Municipal	-	-	83	83	(82)	1
Iluminação pública	-	-	15.398	15.398	(668)	14.730
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>15.482</b>	<b>15.482</b>	<b>(751)</b>	<b>14.731</b>
<b>TOTAL - NÃO CIRCULANTE</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>15.482</b>	<b>15.482</b>	<b>(751)</b>	<b>14.731</b>
<b>TOTAL - CIRCULANTE + NÃO CIRCULANTE</b>	<b>320.806</b>	<b>71.370</b>	<b>28.848</b>	<b>421.024</b>	<b>(6.152)</b>	<b>414.872</b>

	31.12.2013					
	Saldos vencidos	Saldos vencidos		Total	PCLD (*)	Saldo líquido
		até 90 dias	mais de 90 dias			
<b>CIRCULANTE</b>						
<b>Consumidores - Fornecimento:</b>						
Residencial	38.091	28.448	9.476	76.015	(8.750)	67.265
Industrial	4.568	6.044	7.920	18.531	(6.137)	12.394
Comercial e serviços	14.035	6.487	14.256	34.778	(13.302)	21.477
Rural	6.993	2.925	4.499	14.417	(3.461)	10.956
<b>Poder público:</b>						
Federal	614	131	82	827	-	827
Estadual	1.287	57	5	1.348	-	1.348
Municipal	853	391	2.675	3.919	-	3.919
Iluminação pública	155	38	2.524	2.716	-	2.716
Serviço público	3.187	1.096	211	4.495	-	4.495
<b>Subtotal</b>	<b>69.783</b>	<b>45.618</b>	<b>41.646</b>	<b>157.047</b>	<b>(31.649)</b>	<b>125.398</b>
Não faturado	118.385	-	-	118.385	-	118.385
<b>Total</b>	<b>188.168</b>	<b>45.618</b>	<b>41.646</b>	<b>275.433</b>	<b>(31.649)</b>	<b>243.783</b>
<b>Concessionárias e permissionárias:</b>						
Suprimento de energia elétrica	1.455	-	-	1.455	-	1.455
Encargos de uso da rede	486	-	-	486	-	486
Ressarcimento - leilões de energia	1.853	-	-	1.853	-	1.853
Outros	651	-	-	651	-	651
<b>Total</b>	<b>4.446</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.446</b>	<b>-</b>	<b>4.446</b>
<b>TOTAL - CIRCULANTE</b>	<b>192.615</b>	<b>45.618</b>	<b>41.646</b>	<b>279.879</b>	<b>(31.649)</b>	<b>248.229</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>						
<b>Consumidores - Fornecimento:</b>						
<b>Poder público:</b>						
Federal	-	-	46	46	(46)	1
Estadual	-	-	3	3	(3)	0
Municipal	-	-	6.721	6.721	(6.510)	211
Iluminação pública	-	-	52.940	52.940	(50.658)	2.282
Serviço público	-	-	11	11	(11)	0
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>59.722</b>	<b>59.722</b>	<b>(57.228)</b>	<b>2.494</b>
<b>Concessionárias e permissionárias:</b>						
Outros	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL - NÃO CIRCULANTE</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>59.722</b>	<b>59.722</b>	<b>(57.228)</b>	<b>2.494</b>
<b>TOTAL - CIRCULANTE + NÃO CIRCULANTE</b>	<b>192.615</b>	<b>45.618</b>	<b>101.368</b>	<b>339.600</b>	<b>(88.877)</b>	<b>250.723</b>

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

	2014			2013		
	Saldo	PCLD (*)	Saldo líquido	Saldo	PCLD (*)	Saldo líquido
<b><u>CIRCULANTE</u></b>						
<b>Termo de confissão de dívida:</b>						
Prefeituras municipais diversas	12.232	(6.472)	5.760	9.650	(6.290)	3.360
Consumidores	10.081	(5.584)	4.497	8.920	(4.399)	4.521
<b>Total</b>	<b>22.313</b>	<b>(12.056)</b>	<b>10.257</b>	<b>18.570</b>	<b>(10.689)</b>	<b>7.881</b>
<b><u>NÃO CIRCULANTE</u></b>						
<b>Termo de confissão de dívida:</b>						
Prefeituras municipais diversas	42.356	(11.343)	31.013	29.194	(20.965)	8.229
Consumidores	21.583	(14.956)	6.627	33.714	(26.285)	7.429
<b>Total</b>	<b>63.939</b>	<b>(26.299)</b>	<b>37.640</b>	<b>62.908</b>	<b>(47.250)</b>	<b>15.658</b>
<b>Total geral</b>	<b>86.252</b>	<b>(38.355)</b>	<b>47.897</b>	<b>81.478</b>	<b>(57.939)</b>	<b>23.539</b>

\*PCLD – Provisão para créditos de liquidação duvidosa

O tempo médio aplicado para conversão dos créditos vencidos para Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD) é de 90, 180 e 360 dias para clientes residenciais, comerciais e outros, respectivamente, após o vencimento da fatura de energia elétrica.

Se esses débitos vencidos e não provisionados não forem recuperados, poderão ser registrados valores adicionais na PCLD, o que afetará adversamente o resultado da Companhia. Para mais informações, vide item 10.1.h. – “Comentários dos Diretores – Alterações Significativas em Cada Item das Demonstrações Financeiras” deste Formulário de Referência.

O total de PCLD, em 31 de dezembro de 2015, 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013 era, respectivamente de R\$ 59,6 milhões, R\$ 46,5 milhões e R\$ 151,1 milhões, conforme saldo e movimentação apresentados no quadro abaixo:

	Saldo em 2014	Provisões	Reversões	Reversões Precatórios	Baixa para Perdas	Saldo em 2015
<b><u>CIRCULANTE</u></b>						
Consumidores	(5.401)	(22.567)	502	-	13.870	(13.596)
Contas a receber - acordos - Consumidores	(5.584)	(5.599)	491	-	-	(10.692)
Contas a receber - acordos - Prefeituras municipais diversas	(6.472)	(970)	3.620	-	-	(3.822)
Comercialização na CCEE	(2.025)	(994)	-	-	-	(3.019)
Outros créditos	-	(1.077)	-	-	-	(1.077)
<b>Total</b>	<b>(19.482)</b>	<b>(31.207)</b>	<b>4.613</b>	<b>-</b>	<b>13.870</b>	<b>(32.206)</b>
<b><u>NÃO CIRCULANTE</u></b>						
Consumidores	(751)	(1.784)	4.102	10.705	(12.621)	(349)
Contas a receber - acordos - Consumidores	(14.956)	(4.368)	2.085	-	1.157	(16.082)
Contas a receber - acordos - Prefeituras municipais diversas	(11.343)	(4.430)	5.596	3.594	(4.397)	(10.980)
<b>Total</b>	<b>(27.050)</b>	<b>(10.582)</b>	<b>11.783</b>	<b>14.299</b>	<b>(15.861)</b>	<b>(27.411)</b>
<b>Total circulante + não circulante</b>	<b>(46.532)</b>	<b>(41.789)</b>	<b>16.396</b>	<b>14.299</b>	<b>(1.991)</b>	<b>(59.617)</b>
<b><u>CIRCULANTE</u></b>						
Consumidores	(31.649)	(2.381)	-	-	28.629	(5.401)
Contas a receber - acordos	(4.399)	(1.371)	186	-	-	(5.584)
Contas a receber - acordos - Prefeituras municipais diversas	(6.290)	(978)	796	-	-	(6.472)
Comercialização na CCEE	(4.235)	-	560	-	1.650	(2.025)
<b>Total</b>	<b>(46.573)</b>	<b>(4.730)</b>	<b>1.542</b>	<b>-</b>	<b>30.279</b>	<b>(19.482)</b>
<b><u>NÃO CIRCULANTE</u></b>						
Consumidores	(57.228)	(1.689)	20.041	6.117	32.008	(751)
Contas a receber - acordos	(26.285)	(9.065)	345	-	20.049	(14.956)
Contas a receber - acordos - Prefeituras municipais diversas	(20.965)	(48)	4.745	-	4.925	(11.343)
<b>Total</b>	<b>(104.478)</b>	<b>(10.802)</b>	<b>25.131</b>	<b>6.117</b>	<b>56.982</b>	<b>(27.050)</b>
<b>Total geral</b>	<b>(151.051)</b>	<b>(15.532)</b>	<b>26.673</b>	<b>6.117</b>	<b>87.261</b>	<b>(46.532)</b>

A PCLD, para os valores relevantes, foi constituída com base na análise criteriosa da perspectiva de recebimento dos montantes em atraso, combinada com as ações implementadas pela Companhia para recuperação desses créditos, levando-se em consideração o histórico das negociações de créditos a receber realizadas.

Para os demais casos, foi constituída provisão para os créditos enquadrados nas seguintes situações:

- (a) Consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias;
- (b) Consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias; e

#### **4.1 - Descrição dos fatores de risco**

(c) Consumidores industriais, rurais e outros vencidos há mais de 360 dias.

A Companhia mantém a PCLD em níveis compatíveis com a expectativa de sua Administração em relação ao recebimento dos créditos vencidos junto ao poder público, em especial aqueles devidos pelos municípios (classe iluminação pública), cujo vencimento ocorreu há mais de um ano.

A Administração da Companhia continua implementando ações específicas com várias classes de consumidores e, em especial, com o poder público, inclusive na esfera judicial, para a recuperação dos valores em atraso e condicionando as negociações aos recebimentos dos débitos vincendos. Os encargos a receber por atraso são calculados de acordo com as condições contratuais estabelecidas com os consumidores.

##### ***g. Relacionados aos setores da economia nos quais a Companhia atua***

***Os impactos de eventual falta de energia elétrica e o consequente racionamento da energia elétrica, como ocorrido em 2001 e 2002, bem como um problema no sistema interligado de transmissão da energia gerada, poderão ter um efeito relevante e adverso sobre os negócios e resultados operacionais da Companhia.***

A energia hidrelétrica é a maior fonte de energia elétrica no Brasil, representando aproximadamente 68% da capacidade de geração instalada no Brasil em 2012 e aproximadamente 86% da energia efetivamente gerada, de acordo com dados da ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”). Nos anos anteriores a 2001, a ocorrência de chuvas em volumes substancialmente menores que as médias históricas e a falta de expansão da capacidade instalada do SIN – Sistema Interligado Nacional (em particular devido a entraves legais e regulatórios verificados no programa de expansão da capacidade termelétrica) resultaram na redução acentuada dos níveis dos reservatórios nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do país. De forma a evitar a interrupção no suprimento de energia elétrica no Brasil, em 16 de maio de 2001, o Governo Federal instalou, por meio da medida provisória nº 2.147, um programa de enfrentamento de crise de energia elétrica, que ficou conhecido como Programa de Racionamento. O Programa de Racionamento estabeleceu índices de redução de consumo de energia para consumidores industriais, comerciais e residenciais, que variavam de 10% a 25%, e durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002. No final de 2012, houve um período de baixa hidrologia, que impactou no nível dos reservatórios das usinas que integram o SIN. Com o objetivo de mitigar o risco de racionamento o Governo Federal, mediante decisão do CMSE, decidiu pelo despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito.

Em 2015 o cenário hidrológico foi desfavorável, apresentando níveis dos reservatórios abaixo da média histórica. Caso o nível dos reservatórios não atinja um nível de recuperação e/ou segurança até o início e/ou até mesmo durante o próximo período úmido (novembro 2016) e não haja redução suficiente do consumo, há o risco de o Governo implantar mecanismos de racionalização ou até mesmo decretar racionamento de energia no final de 2016/início de 2017. No caso de racionamento, os principais impactos esperados seriam: (i) ajustes nas contratações de energia entre geradores e distribuidoras de acordo com a redução estabelecida pelo Governo; (ii) redução na margem das distribuidoras; (iii) aumento nos custos para atendimento às regras impostas pelo Governo, bem como para outros gastos com comunicação e serviços a serem prestados aos clientes; e (iv) possível aumento nas perdas comerciais e inadimplência tendo em vista as penalidades que seriam aplicadas aos clientes que não consigam atingir a meta.

***Previsões equivocadas sobre a necessidade de energia elétrica na área de concessão poderão afetar adversamente a Companhia.***

De acordo com a Lei 10.848, de 15 de março de 2004 (“Lei do Modelo do Setor Elétrico”), as distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a contratar previamente, por meio de leilões públicos, 100% de sua necessidade futura de suprimento. As distribuidoras de energia elétrica enfrentam o risco de serem proibidas de repassar os custos de aquisição de energia elétrica aos seus clientes caso contratem previamente menos de 100% ou mais de 105% da demanda total do suprimento da área de concessão. Os leilões públicos ocorrem 5 anos, 3 anos e 1 ano antes da data de entrega da energia elétrica. As distribuidoras também têm a opção de reduzir a energia contratada mediante leilão público implementado pela referida lei.

Considerando os vários fatores que afetam a necessidade da Companhia de suprir a sua demanda, incluindo crescimento da economia e da população, além da migração de consumidores cativos para o Ambiente de Contratação Livre, não é possível assegurar que esta demanda contratada de energia elétrica seja precisa.

Nos termos do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (“MCSD”) implica em verificar as distribuidoras que estão com sobras contratuais de energia e aquelas que estão com insuficiências contratuais, promovendo a cessão de direitos contratuais de compra de energia, sendo rateada proporcionalmente entre todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (“CCEARs”) dos agentes de distribuição. Mesmo após a aplicação do MCSD, a compra de energia poderá manter-se abaixo de 100% ou acima de 105% do total da demanda contratada. Caso isso ocorra, a Companhia poderá não

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

conseguir repassar aos consumidores a totalidade dos custos de aquisição de energia elétrica podendo resultar também na imposição de multas, o que poderá afetar os seus negócios, resultados e condição financeira.

### *h. Relacionados à regulação dos setores da economia nos quais a Companhia atua*

**O governo pode alterar a legislação tributária ou regulação específica do setor elétrico, o que poderá acarretar aumento da carga tributária ou outros efeitos negativos para as empresas brasileiras.**

O Governo Federal já implementou e pode voltar a implementar alterações no regime fiscal que afetem os participantes do setor elétrico em particular. Caso o governo implemente mudanças na legislação fiscal, essas modificações poderão acarretar aumento nas alíquotas de alguns tributos incidentes sobre as empresas brasileiras. Com relação às empresas do setor elétrico, aumentos de carga tributária são usualmente repassados aos consumidores mediante aumento das tarifas cobradas. Caso o aumento das tarifas em virtude desse repasse seja considerável, poderá haver uma retratação no consumo de energia elétrica o que afetaria negativamente as receitas das empresas do setor, inclusive da Companhia. Caso esse aumento não possa, por qualquer motivo, ser repassado aos consumidores de energia elétrica, os resultados e a condição financeira da Companhia poderão ser afetados negativamente.

**As tarifas cobradas pela Companhia são determinadas pela ANEEL, conforme seu contrato de concessão.**

ANEEL estabelece as tarifas que são cobradas dos consumidores da Companhia, de acordo com uma fórmula já estabelecida no contrato de concessão e, eventualmente, alterada por novas metodologias de cálculo implementadas por leis e/ou resoluções homologadas pelo referido órgão regulador.

O contrato de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo de limite de preço que permite três tipos de ajustes tarifários:

- *Reajuste tarifário anual:* Com o objetivo de restabelecer anualmente o poder de compra da receita obtida pelo concessionário, a ANEEL aplica, para os anos compreendidos entre as revisões tarifárias periódicas, o procedimento de reajuste tarifário anual, com base na fórmula paramétrica estabelecida no contrato de concessão. Esta fórmula define o Índice de Reajuste Tarifário (IRT). Para maiores informações, veja a Seção 7.3.b. – “Atividades da Companhia – Características do processo de produção - Tarifas” deste Formulário de Referência.
- *Revisão tarifária periódica (RTP):* O processo de Revisão tarifária periódica tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido no contrato de concessão (-5 em -5 anos no caso da AES Sul), o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.
- Destaca-se que enquanto nos reajustes tarifários anuais a “Parcela B” da Receita é atualizada monetariamente pelo Índice Geral de Preços do Mercado, conforme divulgado pela Fundação Getúlio Vargas (IGP-M) ajustado pelo Fator X, no momento da revisão tarifária periódica é calculada a receita necessária para cobertura dos custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência. Para maiores informações, veja a Seção 7.3.b. – “Atividades da Companhia – Características do processo de produção - Tarifas” deste Formulário de Referência.
- *Revisão extraordinária:* Além dos processos de Reajuste Tarifário Anual (IRT) e Revisão Tarifária Periódica (RTP) o contrato de concessão estabelece também o mecanismo da Revisão Tarifária Extraordinária, por meio do qual a ANEEL, poderá, a qualquer tempo, por solicitação da empresa de distribuição e quando devidamente comprovada, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, caso haja alterações significativas nos custos das empresas de distribuição. Para maiores informações, veja a Seção 7.3.b. – “Atividades da Companhia – Características do processo de produção - Tarifas” deste Formulário de Referência.

As distribuidoras de energia elétrica, no Brasil, operam em regime de regulação por incentivos, de tal forma que as tarifas definidas em cada processo de revisão tarifária incorporam os custos e os investimentos eficientes e prudentes de acordo com as metodologias discutidas pela sociedade e definidas pelo órgão regulador. Dessa forma, não há como assegurar que a ANEEL estabelecerá tarifas que permitam repassar aos consumidores todos os custos, ou que todos os investimentos e ativos sejam remunerados. Portanto, é esperado que o repasse regulatório dos custos e investimentos divirjam dos dados realizados. Este mecanismo resulta em um componente de risco do resultado financeiro e econômico da Companhia.

Em abril de 2015, a Diretoria da ANEEL aprovou o resultado do Reajuste Ordinário Anual das Tarifas da Companhia. As novas tarifas da Companhia foram homologadas por meio da Resolução Homologatória 1.879, com vigência a partir de 19 de abril de 2015 (“REH 1879/2015”).

O efeito médio para os consumidores foi de 4,36% para os clientes atendidos em baixa tensão e 6,95% para clientes atendidos em alta tensão.

#### 4.1 - Descrição dos fatores de risco

A tabela abaixo traz os valores finais aprovados pela ANEEL referente ao Reajuste Anual de 2014 da Companhia:

Reajuste Tarifário Anual - 2015		
Parcela A (R\$)	Encargos Setoriais	R\$ 884.288.295,65
	Transporte de Energia	R\$ 193.954.658,32
	Energia Comprada	R\$ 1.839.307.484,70
Parcela A (R\$)		R\$ 2.917.550.438,67
Parcela B (R\$)		R\$ 643.247.170,87
Receita Requerida (R\$)		R\$ 3.560.797.609,54
Receita Verificada (R\$)		R\$ 2.440.374.696,53
Índice de Reposição/Reajuste (Anexo II)		45,91%
Índice de Reposição/Reajuste com Financeiros (Anexo I)		52,45%
Impacto Médio para o Consumidor		5,46%

O nível regulatório de perdas de energia elétrica a ser adotado nos reajustes tarifários da AES Sul, de 2014 a 2017, ficou definido em 6,75% para as perdas técnicas sobre a energia injetada, excluída a energia injetada no nível de tensão A1, e 4,91% para as perdas não técnicas sobre o mercado faturado de baixa tensão.

A Resolução Homologatória Nº 1879/2013 homologou também:

- o valor mensal de R\$ 20.458.495,22, repassado pela Eletrobrás à AES Sul, entre abril de 2015 a março de 2016, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas das distribuidoras de energia elétrica;

A metodologia que será empregada no Quarto Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica – 4CRTP está na fase final de discussão entre o órgão regulador e a sociedade e sua aplicação para a AES Sul será em 2018.

#### **Alteração na regra de repasse de compra de energia, redução da aplicação do limite.**

O Decreto Nº 7.521/2011, alterou as regras de repasse dos custos com aquisição de energia elétrica em leilões A-5 e A-3 pelas distribuidoras às tarifas dos consumidores finais estabelecidas anteriormente pelo Decreto Nº 5163/2004. A atual regra garante, a partir da publicação deste em 11 de julho de 2011, o repasse integral destes custos também para os três primeiros anos de suprimento destes leilões e não mais o repasse pelo valor de referência anual ("VR"). Na regra anterior, o repasse integral seria somente a partir do quarto ano de suprimento.

No entanto, o repasse às tarifas dos custos de aquisição da parcela da energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração permanece limitado ao Valor de Referência da Energia Existente – VRE (valor médio ponderado, em Reais por MWh, de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes nos leilões realizados no ano "A-1"). Esse limite de repasse dos referidos custos é aplicável somente à diferença entre o limite mínimo de recontração e a quantidade efetivamente contratada nos leilões de compra de energia. O referido Decreto Nº 7521/2011 alterou apenas a forma de calcular o limite mínimo de contratação. Este limite de repasse será aplicado somente nos três primeiros anos após o leilão de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes em que o limite mínimo de recontração não tenha sido atingido e deverá ser aplicado à parcela de energia elétrica, proveniente de novos empreendimentos, adquirida nos leilões realizados no ano "A-3" ou "A-5" com CCEARs de maior preço.

Não será aplicado aos casos em que o limite mínimo de recontração não tenha sido atingido por insuficiência de oferta nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, realizados no ano "A-1". A alteração na regra de repasse e redução da aplicação do limite pode ter um impacto adverso na condição financeira e resultados operacionais da Companhia.

#### **A ANEEL pode punir a Companhia por descumprimento do contrato de concessão e da regulamentação aplicável, bem como a Companhia pode perder a concessão antes do término do contrato de concessão.**

As atividades de distribuição são realizadas de acordo com um contrato de concessão firmado com a União por intermédio da ANEEL, com vigência até 2027. Com base nas disposições do contrato de concessão ou da legislação aplicável à Companhia, a ANEEL poderá aplicar penalidades se qualquer disposição do contrato de concessão for descumprida. Dependendo da gravidade do descumprimento, tais penalidades, mediante processo administrativo específico e garantido o direito ao contraditório e à ampla defesa, poderão incluir:

- advertência;
- multas;

#### 4.1 - Descrição dos fatores de risco

- embargos de obras;
- interdição de instalações;
- suspensão temporária da participação em processos de licitação para obtenção de novas concessões;
- intervenção administrativa; e
- caducidade da concessão.

Conforme estabelecido no Contrato de Concessão e na Lei nº 8.987/95, na hipótese de extinção da concessão caberá ao Poder Concedente realizar os levantamentos e avaliações para determinar o montante indenizável para a concessionária, porém os critérios serão estabelecidos quando da ocorrência do fato.

#### ***Parte das receitas advém de clientes qualificados como consumidores “potencialmente livres” que têm a liberdade de procurar fornecedores alternativos de energia.***

Dentro da área de concessão, a Companhia não enfrenta concorrência na distribuição de energia. Entretanto, em virtude da Lei 9.074/1995 e regulamentação posterior, desde 1995 os clientes classificados como potencialmente livres podem adquirir energia diretamente dos agentes de mercado (comercializadores e geradores). Além disso, clientes com uma demanda contratada igual ou superior a 500 kW podem se tornar consumidores livres caso optem por energia de fontes renováveis, como energia eólica, solar, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas. Os clientes de alta tensão que compravam energia de Distribuidores no Ambiente de Contratação Regulado o faziam a preços subsidiados. Esse subsídio, conhecido por “subsídio cruzado”, começou a ser reduzido gradualmente a partir de julho de 2003, e foi totalmente eliminado em julho de 2007.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia fornecia energia a 58 unidades de consumo de clientes livres que representavam 2,4% da receita líquida total e 11,9% do volume total da energia do ano. Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia fornecia energia a 58 unidades de consumo de clientes livres que representavam 1,9% da receita líquida total e 11,6% do volume total da energia do ano. Em 31 de dezembro de 2013, a Companhia fornecia energia a 54 unidades de consumo de clientes livres que representavam 2,3% da receita líquida total e 11,7% do volume total da energia do ano.

#### ***As atividades da Companhia, incluindo os equipamentos, instalações e operações estão sujeitos a ampla regulamentação ambiental que podem se tornar mais rigorosos no futuro e resultar em maiores responsabilidades e investimentos de capital.***

As atividades de distribuição estão sujeitas a uma abrangente legislação ambiental no âmbito federal, estadual e municipal, como também à fiscalização de agências governamentais responsáveis pela implementação de referida legislação. Essas normas incluem a obrigação de obtenção de licenças ambientais para a construção de novas instalações ou a instalação de novos equipamentos necessários às operações da Companhia. É possível que as regras de proteção ambiental forcem a Companhia a alocar investimentos de capital para a observância de normas e, conseqüentemente, realocar recursos de outros investimentos planejados. Isso poderá ter um efeito adverso significativo sobre a condição financeira e resultados operacionais.

Adicionalmente, as regulamentações ambientais poderão ficar mais rigorosas no futuro, resultando em um aumento de investimentos necessários que poderá gerar um efeito adverso nos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

#### ***A Companhia é legalmente responsável por quaisquer danos resultantes do fornecimento inadequado de serviços de distribuição de energia, e as apólices de seguro contratadas poderão não ser suficientes para garantir o pagamento integral de tais danos.***

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia, na qualidade de prestadora de serviços públicos, tem responsabilidade objetiva por quaisquer prejuízos diretos e indiretos resultantes da inadequada prestação de serviços, tais como (i) perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na operação de suas usinas, que acarretem indisponibilidade forçada, interrupções ou distúrbios aos sistemas de distribuição e/ou transmissão ou (ii) interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a qualquer agente identificado do setor elétrico.

O valor das indenizações no caso do item (ii) acima deverá ser rateado na seguinte proporção: 60% para os agentes de distribuição, 20% para os agentes de geração e 20% para os agentes de transmissão e tal fato poderá acarretar efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia.

A Companhia não contrata seguro para cobrir quaisquer responsabilidades relacionadas às falhas de fornecimento de energia incorridas de fato no curso de seus negócios nem é possível assegurar que o seguro de responsabilidade civil por ela contratado em decorrência das suas atividades será suficiente ou que esse seguro continuará disponível no futuro, o que pode causar um efeito adverso em sua situação financeira e em seus resultados operacionais.

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

### ***Eventuais alterações na regulamentação do setor elétrico podem afetar de maneira adversa as empresas do setor de energia elétrica, inclusive os negócios e resultados da Companhia.***

A atividade da Companhia é regulamentada e supervisionada pela ANEEL e pelo MME. A ANEEL, o MME e outros órgãos fiscalizadores têm, historicamente, exercido um grau substancial de influência sobre seus negócios, incluindo a influência sobre as modalidades e os termos e condições dos contratos de venda de energia que a Companhia está autorizada a celebrar, uma vez que são contratos vinculados a Editais de Leilão e, portanto, não passíveis de negociação. Desde 2004, o Governo Federal vem implantando novas políticas para o setor de energia. Por exemplo, em 15 de março de 2004, foi aprovada a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, que alterou substancialmente as diretrizes até então vigentes e as regras aplicáveis à venda de energia elétrica no Brasil.

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi contestada perante o Supremo Tribunal Federal, por meio de ações diretas de inconstitucionalidade. Em 11 de outubro de 2006, o Supremo Tribunal Federal indeferiu as medidas cautelares das ações diretas de inconstitucionalidade, por 7 votos a 4, declarando que, em princípio, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não viola a Constituição Federal. O mérito das ações diretas de inconstitucionalidade ainda não foi julgado, sendo que, em 6 de janeiro de 2009, a Procuradoria Geral da República deu parecer favorável pela improcedência do pedido. Caso a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico seja declarada inconstitucional, os agentes do setor elétrico, incluindo a Companhia, poderão ser adversamente afetados.

O efeito integral das reformas introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e sua continuidade, o resultado final da ação perante o Supremo Tribunal Federal e reformas futuras na regulamentação do setor elétrico são difíceis de prever, sendo que as mesmas poderão ter um impacto negativo sobre os negócios e resultados operacionais da Companhia.

A exemplo da Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, que instituiu o Novo Modelo do Setor Elétrico, alterando substancialmente a comercialização de energia no Brasil, a Medida Provisória n.º 579, convertida na Lei n.º 12.783, de 11 de janeiro de 2013, instituiu o programa de redução do custo de energia, objetivando o aumento da competitividade e da produtividade nacionais, em consonância com o princípio da modicidade tarifária e a segurança energética.

Pela Lei n.º 12.783, as concessões outorgadas antes da publicação da Lei n.º 8.987 de 1995 e não licitadas, poderão ser renovadas uma única vez pelo prazo de 30 anos, se atendidas as seguintes condições: (i) geração hidrelétrica: submeter-se à remuneração por tarifa calculada pela ANEEL, à comercialização de energia elétrica em regime de cotas e aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL; (ii) transmissão: submeter-se à remuneração por receita calculada pela ANEEL e aos padrões de qualidade do serviço fixados pela agência; e (iii) distribuição: submeter-se às condições específicas, ainda não definidas, estabelecidas no contrato de concessão ou termo aditivo.

O regime de cotas consiste na alocação da energia proveniente das usinas hidrelétricas, que aderiram à Medida Provisória n.º 579, às concessionárias de distribuição. O processo de alocação de cotas foi estabelecido pela Resolução ANEEL n.º 521 de 2012 e os valores definidos por meio da Resolução ANEEL n.º 1.410 de 2013.

As medidas introduzidas pela Lei n.º 12.783 permitiram, em média, redução das tarifas de energia de 18% para a classe residencial e de até 32% para a classe industrial.

### ***Eventuais alterações na regulamentação das agências reguladoras podem ter um efeito prejudicial no setor de energia elétrica, inclusive nos negócios e resultados da Companhia.***

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

Caso a mencionada lei entre em vigor, as medidas dela decorrentes poderão reduzir as atribuições da ANEEL, passando o Poder Concedente, por outro lado, sobretudo o MME – ao qual a ANEEL é vinculada –, a ter maior atuação e influência no setor elétrico brasileiro. Não há como garantir que as alterações a serem aprovadas não afetarão negativamente as empresas distribuidoras de energia elétrica, incluindo a Companhia.

### ***Eventuais alterações no Preço de Liquidação das Diferenças podem afetar de maneira adversa os negócios das empresas do setor de energia elétrica, inclusive a Companhia.***

## 4.1 - Descrição dos fatores de risco

O Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”) é utilizado para valorar a compra e venda de energia no Mercado de Curto Prazo. O PLD é determinado em base semanal, considerando três patamares de carga, para cada submercado do sistema elétrico brasileiro. A definição dos submercados contempla a seguinte divisão do sistema elétrico brasileiro: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. O PLD é calculado em base ex-ante (considerando informações previstas de disponibilidade de suprimento e previsão de carga) para as semanas que se iniciam aos sábados e terminam na sexta – feira, podendo conter dias de dois meses adjacentes. O preço servirá para a liquidação de toda a energia não contratada entre os Agentes.

Dentre os fatores que podem afetar o PLD estão (i) a variação de oferta e demanda de um período; (ii) queda dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas; (iii) aumento do despacho de termelétricas e; (iv) atraso da entrada de funcionamento de novas geradoras. Caso algum desses fatores pressione o PLD a um aumento substancial e haja a necessidade de contratação de energia no curto prazo, a Companhia poderá sofrer um efeito negativo em seu fluxo de caixa no curto prazo.

Em 6 março de 2013 foi publicada a Resolução CNPE 03 estabelecendo diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço e instituindo novo critério para rateio do custo do despacho adicional de usinas termelétricas. Tal alteração deverá provocar aumento dos preços no curto prazo e tendência de queda no longo prazo, em relação ao modelo anterior.

***Eventual cobrança do Tribunal de Contas de União referente à neutralidade dos itens da parcela de custos não gerenciáveis (“Parcela A”) poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.***

Em novembro de 2009, a ANEEL instituiu processo de Audiência Pública nº 043/2009 (“AP 043”) para obter subsídios e informações para adequação da metodologia de cálculo do reajuste tarifário anual, mediante Aditivo ao Contrato de Concessão das Distribuidoras, visando à neutralidade dos itens da Parcela A (captura dos efeitos econômico-financeiros decorrentes das variações de mercado sobre Energia Comprada, Transmissão e Encargos Setoriais).

O processo da AP 043 culminou na aprovação do Modelo Padrão do Aditivo ao Contrato de Concessão das Distribuidoras por parte da ANEEL, nos termos do Despacho nº 245/2010. No Modelo Padrão, a metodologia de cálculo do reajuste tarifário anual foi alterada de modo a capturar os efeitos econômico-financeiros das variações de mercado sobre os Encargos Setoriais a partir de fevereiro de 2010 (Neutralidade da Parcela A).

Tramitou no Tribunal de Contas da União (“TCU”) um parecer de sua área técnica recomendando aos ministros da corte que as distribuidoras de energia do país fossem obrigadas a devolver o montante teoricamente cobrado a mais dos consumidores durante pelo menos sete anos devido aos possíveis ganhos das distribuidoras referente aos efeitos econômico-financeiros das variações de mercado sobre os Encargos Setoriais. Este processo foi julgado em 10 de dezembro de 2012, sendo que o plenário do TCU decidiu que o órgão não possui competência para obrigar o ressarcimento do suposto montante e determinou que a ANEEL mantenha disponível a qualquer interessado a fórmula de cálculo dos reajustes tarifários anuais a partir de fevereiro de 2010, para subsidiar eventuais pedidos de reparação de danos no Judiciário.

Em dezembro de 2012, Associações de Consumidores e o Deputado Federal Eduardo da Fonte ofereceram embargos de declaração com efeitos infringentes face a decisão do TCU. O TCU votou em dezembro o resultado final, tendo o resultado final apontando favorável para as distribuidoras por 5 a 2, declarando que não há reembolso aos consumidores. Esta decisão enfraquece significativamente a possibilidade de êxito no PDC10 (proposta de decreto) que tramita no senado federal.

***Alterações nas leis e regulamentos ambientais podem afetar de maneira adversa os negócios das empresas do setor de energia elétrica, inclusive a Companhia.***

As empresas do setor elétrico estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante, dentre outros, às emissões atmosféricas e às intervenções em áreas especialmente protegidas. Tais empresas necessitam de licenças e autorizações de agências governamentais para a condução de suas atividades. Na hipótese de violação ou não cumprimento de tais leis, regulamentos, licenças e autorizações, as empresas podem sofrer sanções administrativas, tais como multas, embargo ou suspensão de atividades, cancelamento de licenças e revogação de autorizações, além de responsabilização civil e criminal. As agências governamentais ou outras autoridades podem também editar novas regras mais rigorosas ou buscar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, que podem obrigar as empresas do setor de energia elétrica, incluindo a Companhia, a gastar recursos adicionais na adequação ambiental, inclusive obtenção de licenças ambientais para instalações e equipamentos que não necessitavam anteriormente dessas licenças ambientais. As agências governamentais ou outras autoridades podem, ainda, atrasar de maneira significativa a emissão das licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento dos negócios de empresas do setor elétrico, inclusive da Companhia, podendo causar atrasos em cronogramas de implantação de projetos e gerando, conseqüentemente, efeitos

#### **4.1 - Descrição dos fatores de risco**

adversos nos negócios e resultados da Companhia. Qualquer ação neste sentido por parte das agências governamentais poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

***A ocorrência de danos ambientais envolvendo as atividades da Companhia pode sujeitar-nos ao pagamento de substanciais custos de recuperação ambiental e indenizações, que podem afetar negativamente os negócios da Companhia e o valor de mercado dos valores mobiliários por ela emitidos.***

As atividades do setor de energia podem causar significativos impactos negativos e danos ao meio ambiente. A legislação federal impõe àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente da existência de culpa. A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, bem como responsabilidade pessoal dos administradores, para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como consequência, os sócios e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de substanciais custos de recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais pode obrigar a Companhia a retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas e ter um efeito adverso sobre os resultados da Companhia.

***Qualquer dificuldade na satisfação de garantias exigidas para Compras de Energia de acordo com a regulação da ANEEL poderá impedir a Companhia de adquirir a energia necessária para o atendimento de seu mercado consumidor e consequentemente poderá ter um efeito adverso nas operações da Companhia.***

Nos termos da Lei do Modelo do Setor Elétrico, do Decreto nº 5.163/2004 e de acordo com a regulação expedida pela ANEEL, a Companhia deve oferecer garantias específicas relativas à compra de energia em leilões. O montante destas garantias é variável conforme o montante de energia a ser adquirida e consistem em tipos diferentes. Um tipo de garantia diz respeito à habilitação da Companhia à participação dos leilões, o que é feito mediante depósito bancário além de outros procedimentos regulados necessários a habilitação. O valor depositado é posteriormente devolvido à Companhia. Realizado o leilão, a Companhia deve apresentar garantias específicas aos vendedores para fins da efetiva contratação da energia. Esta garantia tem vigência ao longo da duração do contrato de compra de energia (Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR) e foi determinado pela ANEEL que a única modalidade passível de ser apresentada é o CCG – Contrato de Constituição de Garantia de Pagamento. A eventual não satisfação dessa garantia pode impedir a Companhia de adquirir a energia necessária ao atendimento de seu mercado. A Companhia pode não ter condições de satisfazer tempestivamente essas exigências regulamentares, o que acarretaria impacto adverso nos seus negócios.

***O confisco temporário ou expropriação permanente dos ativos das distribuidoras pode afetar adversamente suas condições financeiras e resultados operacionais.***

A União pode retomar o serviço de distribuição de energia elétrica de qualquer distribuidora para atender o interesse público, mediante lei específica que autorize tal retomada e pagamento de prévia indenização. Tais razões incluem desastre natural, guerra, perturbações públicas significativas, ameaças contra a paz interna ou por razões econômicas e por outras razões relacionadas à segurança nacional. Referida situação ocasionaria efeitos adversos significativos na condição financeira da Companhia e não se pode garantir que a eventual compensação seja adequada ou que tal pagamento seja realizado em tempo.

A perda da concessão pode afetar significativamente a capacidade da Companhia de continuar suas operações, o que pode ocasionar um efeito adverso relevante em seu resultado operacional e/ou em sua condição financeira.

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

Não aplicável, pois a Companhia atua somente em território brasileiro.

##### ***j. Relacionadas a questões ambientais (novo item)***

Os riscos socioambientais aos quais a Companhia e suas controladas estão sujeitos estão descritos ao longo do item 4.1 deste Formulário de Referência.

## 4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

A Companhia está sujeita a riscos de mercado no curso normal de suas atividades. Tais riscos estão relacionados principalmente às alterações adversas em taxas de juros e câmbio, à indústria em geral, às atividades e à regulamentação do setor em que atuam, bem como às licenças ambientais necessárias para o desenvolvimento das atividades.

***O governo brasileiro exerce influência significativa sobre a economia brasileira. Essa influência, bem como a conjuntura econômica e política brasileira, podem afetar a Companhia de forma adversa.***

O governo brasileiro poderá intervir na economia nacional e realizar modificações significativas em suas políticas e normas monetárias, fiscais, creditícias e tarifárias. As medidas tomadas no passado pelo governo brasileiro para controlar a inflação, além de outras políticas e normas, implicaram aumento das taxas de juros, mudança das políticas fiscais, controle de salários e preços, bloqueio ao acesso a contas bancárias, desvalorização cambial, controle de capital e limitação às importações, entre outras medidas. Não se tem controle sobre quais medidas ou políticas o governo brasileiro poderá adotar no futuro, e não há como prevê-las. Os negócios da Companhia, sua situação financeira, o resultado das operações e as perspectivas poderão ser prejudicados de maneira significativa por modificações relevantes nas políticas ou normas que envolvam ou afetem fatores, tais como:

- instabilidade social e política;
- expansão ou contração da economia global ou brasileira;
- controles cambiais e restrições a remessas para o exterior;
- flutuações cambiais relevantes;
- alterações no regime fiscal e tributário;
- liquidez dos mercados financeiros e de capitais domésticos;
- taxas de juros;
- inflação;
- política monetária;
- política fiscal;
- risco de preço;
- risco hidrológico;
- risco regulatório;
- risco país;
- racionamento de energia; e outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que venham a ocorrer no Brasil ou que o afetem.

A incerteza quanto à implementação de mudanças por parte do governo brasileiro nas políticas ou normas que venham a afetar esses ou outros fatores no futuro pode contribuir para a incerteza econômica no Brasil e pode aumentar a volatilidade do mercado brasileiro de valores mobiliários e dos valores mobiliários emitidos no exterior por companhias brasileiras. Tais incertezas e outros acontecimentos futuros na economia brasileira poderão nos afetar adversamente da Companhia.

A Diretoria entende que o impacto deste risco para a Companhia é alto, no entanto, não é possível serem mensurados de antemão os impactos financeiros nos negócios e na situação financeira da Companhia.

### **A instabilidade cambial pode prejudicar a economia brasileira, bem como os negócios da Companhia.**

Em decorrência de diversas pressões, a moeda brasileira tem sofrido constantes variações com relação ao Dólar e outras moedas fortes ao longo das últimas quatro décadas. Durante todo esse período, o governo brasileiro implementou diversos planos econômicos e utilizou diversas políticas cambiais, incluindo desvalorizações repentinas, minidesvalorizações periódicas (durante as quais a frequência dos ajustes variou de diária a mensal), sistemas de mercado de câmbio flutuante, controles cambiais e mercado de câmbio duplo. De tempos em tempos, houve flutuações significativas da taxa de câmbio entre o Real e o Dólar e outras moedas.

Em 2013, o Real apresentou a maior desvalorização frente ao Dólar entre os últimos anos de 14,6%, fechando o ano com o Dólar cotado a R\$ 2,3426. Já em 2014 a desvalorização foi de 13,39%, encerrando o ano em R\$ 2,6562. No ano de 2015, a desvalorização mostrou-se ainda mais acentuada, atingindo 47,1% com o Dólar cotado a R\$ 3,9048 ao fim de 2015.

A eventual desvalorização do Real em relação ao Dólar aumentará os custos das obrigações da AES Sul em moeda estrangeira, particularmente suas obrigações de compra de energia de Itaipu, um dos maiores fornecedores da Companhia, e dessa forma impactando seu custo de compra de energia o que é reestabelecido no reajuste tarifário. Porém, as variações da taxa de câmbio desse

## 4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

contrato são reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da CVA, e que por sua vez, serão repassadas aos consumidores no próximo reajuste e/ou revisão tarifária. Uma grande desvalorização do Real pode afetar de forma significativa a liquidez e fluxo de caixa da AES Sul no curto prazo. A desvalorização do Real também cria pressão inflacionária que pode nos afetar negativamente. Usualmente, a desvalorização do Real limita o acesso da AES Sul aos mercados de capitais internacionais e pode favorecer a intervenção do estado na economia, incluindo a imposição de políticas recessivas.

A Diretoria entende que o impacto deste risco para a Companhia é médio, no entanto, não é possível serem mensurados de antemão os impactos financeiros nos negócios e na situação financeira da Companhia.

### ***O aumento ou a manutenção de elevadas taxas de juros reais pode causar um efeito adverso à economia brasileira e à Companhia.***

As altas taxas de juros têm afetado adversamente a economia brasileira e podem afetar negativamente os negócios da Companhia. Durante o ano de 2002, o Banco Central aumentou a taxa de juros base do Brasil, de 19,0% para 25,0%, como resultado da crescente crise econômica da Argentina, um dos maiores parceiros comerciais do Brasil, como também do menor nível de crescimento da economia dos EUA e da incerteza econômica causada pelas eleições presidenciais brasileiras, dentre outros fatores. Durante o ano de 2003, o Banco Central reduziu a taxa de juros base do Brasil de 25,5% para 16,5%, refletindo um período favorável e taxas de inflação em linha com a política de metas de inflação do Banco Central. De forma geral, a taxa de juros de curto prazo do Brasil, em decorrência da determinação pelo Banco Central, seguiu tendência de queda chegando ao final de 2012 em nível mínimo histórico, contudo comparando mundialmente se mantém em alto nível. Em 31 de dezembro de 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 e 2015, as taxas de juros de curto prazo foram 11,2%, 13,7%, 8,7%, 10,7%, 11,0%, 7,2%, 10,0%, 11,75% e 14,25% ao ano, respectivamente, conforme o Comitê de Política Monetária – COPOM.

Após encerrar o ano de 2012 com a menor taxa de juros da história do país, a retomada da inflação em 2013, início de 2014 e 2015 obrigou o Banco Central a utilizar o mecanismo de elevação da taxa de juros objetivando manter a inflação dentro da meta esperada (4,5% +/- 2%). Com isso, a atual taxa Selic encontra-se em 14,25%.

Taxas de juros reais elevadas, se mantidas por um período relevante de tempo, tendem a inibir o crescimento econômico e em consequência a demanda agregada por energia.

A Diretoria entende que o impacto deste risco para a Companhia é alto, no entanto, não é possível serem mensurados de antemão os impactos financeiros nos negócios e na situação financeira da Companhia.

### ***A inflação e os esforços do governo brasileiro de combate à inflação podem contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil, o que pode afetar adversamente a Companhia.***

No passado, o Brasil registrou índices de inflação extremamente altos. A inflação e algumas medidas tomadas pelo governo brasileiro no intuito de controlá-la, combinada com a especulação sobre eventuais medidas governamentais a serem adotadas, tiveram efeito negativo significativo sobre a economia brasileira, contribuindo para a incerteza econômica existente no Brasil e para o aumento da volatilidade do mercado de valores mobiliários brasileiro. Mais recentemente, a taxa anual de inflação medida pelo IGPM, apurado pela Fundação Getúlio Vargas, caiu de 20,10% em 1999 para 11,3% em 2010, continuou em queda em 2011, fechando o ano com variação de 5,1%, encerrou o ano de 2012 com alta de 7,8% e apresentou alta de 5,53% em 2013, 3,67% em 2014 e 10,54% em 2015. O índice anual de preços, por sua vez, conforme medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, foi de 8,9% em 1999, 5,9% em 2010, 6,5% em 2011, 5,8% em 2012 e 5,9% em 2013, 6,4% em 2014 e 10,7% em 2015. As medidas do governo brasileiro para controle da inflação frequentemente têm incluído a manutenção de política monetária restritiva com altas taxas de juros, restringindo assim a disponibilidade de crédito e reduzindo o crescimento econômico. Como consequência, as taxas de juros oficiais no Brasil no final de 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012 e 2013, 2014 e 2015 foram de 11,2%, 13,7%, 8,7%, 10,7% e 11,0%, 7,2% e 10,0%, 11,75% e 14,25% ao ano, respectivamente, conforme estabelecido pelo COPOM.

Eventuais medidas futuras do governo brasileiro, inclusive redução das taxas de juros, intervenção no mercado de câmbio e ações para ajustar ou fixar o valor do Real poderão desencadear aumento de inflação. Se o Brasil experimentar inflação elevada no futuro, a Companhia pode não ser capaz de reajustar os preços que cobra dos seus clientes e pagadores, para compensar os efeitos da inflação sobre a estrutura de seus custos, o que poderá resultar em aumento dos custos da Companhia e afetá-la adversamente.

A Diretoria entende que o impacto deste risco para a Companhia é médio, no entanto, não é possível serem mensurados de antemão os impactos financeiros nos negócios e na situação financeira da Companhia.

### ***Alterações na legislação tributária do Brasil poderão afetar adversamente os resultados operacionais da Companhia.***

## 4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

Os Governos Federal, Estadual e Municipal frequentemente alteram o regime fiscal que afeta a Companhia. Estas alterações incluem criação de novas leis, mudanças nas alíquotas e, ocasionalmente, a cobrança de tributos temporários, cuja arrecadação é associada a determinados propósitos governamentais específicos. Além disso, há a alteração constante de normas e procedimentos relativos às obrigações acessórias da Companhia (sobretudo em âmbito Estadual e Municipal, no que tange, respectivamente, ao Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e ao Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISSQN). Algumas dessas medidas poderão resultar em aumento da carga tributária, o que poderá, por sua vez, influenciar a lucratividade e afetar adversamente a Companhia, podendo impactar, conseqüentemente, seu resultado financeiro. Não há garantias de que a Companhia será capaz de manter seus preços, fluxos de caixa projetados ou sua lucratividade se ocorrerem aumentos significativos nos tributos aplicáveis às suas operações e atividades.

A Diretoria entende que o impacto deste risco para a Companhia é alto, no entanto, não é possível serem mensurados de antemão os impactos financeiros nos negócios e na situação financeira da Companhia.

***O declínio no nível de atividade econômica e a conseqüente estagnação ou desaceleração do crescimento do produto interno bruto (“PIB”) brasileiro e mundial pode reduzir a demanda da Companhia.***

Os resultados operacionais da Companhia são afetados pelo nível de atividade econômica em seu estado, no Brasil e no mundo. Uma diminuição da atividade econômica estadual, brasileira e mundial tipicamente resulta em redução dos eventos produtivos que, por sua vez, implica redução do consumo de energia elétrica. A desaceleração do crescimento do PIB estadual, brasileiro e mundial afeta os resultados operacionais da Companhia adversamente. A diminuição da atividade econômica resulta em redução dos eventos produtivos que por sua vez implica na redução do consumo de energia.

### ***Riscos de mercado diretamente relacionados aos negócios da Companhia***

As operações da Companhia compreendem a distribuição de energia elétrica em 118 municípios no Estado do Rio Grande do Sul, atendendo a aproximadamente 1,31 milhão de unidades consumidoras. Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia podem ser assim descritos.

#### **Risco de crédito**

A Companhia está obrigada, por força de regulamentação do setor de energia elétrica e por cláusula incluída no contrato de concessão, a fornecer energia elétrica para todos os clientes localizados na sua área de concessão, podendo ser adversamente afetada pelo não pagamento de faturas por seus clientes, risco de inadimplência que geraria a constituição de Provisão de Créditos de Liquidação Duvidosa – PCLD e, conseqüentemente, impactaria o resultado da Companhia.

A Diretoria entende que o impacto deste risco para a Companhia é alto, no entanto, não é possível serem mensurados de antemão os impactos financeiros nos negócios e na situação financeira da Companhia.

#### **Risco de Instabilidade Cambial**

Em decorrência de diversas pressões, a moeda brasileira tem sofrido constantes variações com relação ao Dólar e outras moedas fortes ao longo das últimas quatro décadas. Durante todo esse período, o governo brasileiro implementou diversos planos econômicos e utilizou diversas políticas cambiais, incluindo desvalorizações repentinas, minidesvalorizações periódicas (durante as quais a frequência dos ajustes variou de diária a mensal), sistemas de mercado de câmbio flutuante, controles cambiais e mercado de câmbio duplo. De tempos em tempos, houve flutuações significativas da taxa de câmbio entre o Real e o Dólar e outras moedas.

Em 2013, valorização do dólar foi de 15%, fechando o ano cotado a R\$ 2,3426 em 31 de dezembro de 2013. Já em 2014, a variação foi de 13%, com Dólar cotado a R\$ 2,6562. Em 2015, o cenário de desvalorização da moeda nacional manteve-se, apresentando uma variação de 47%, fechando o ano com Dólar cotado a R\$ 3,9046. A eventual desvalorização do Real em relação ao dólar aumentará os custos das obrigações da Companhia em moeda estrangeira, particularmente suas obrigações de compra de energia de Itaipu, um dos maiores fornecedores da Companhia, e dessa forma impactando seu custo. Porém, as variações da taxa de câmbio desse contrato são reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da CVA, que por sua vez, serão repassadas aos consumidores no próximo reajuste e/ou revisão tarifária. Na última revisão tarifária periódica, a compra de energia de Itaipu, representa 22,3% do total do portfólio da Companhia. Desta forma, uma grande desvalorização do Real pode afetar de forma significativa a liquidez e fluxo de caixa da Companhia no curto prazo. A desvalorização do Real também cria pressão inflacionária que pode nos afetar negativamente. Usualmente, a desvalorização do Real limita o acesso da Companhia aos mercados de capitais internacionais e pode favorecer a intervenção do estado na economia, incluindo a imposição de políticas recessivas.

## 4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

De acordo com a Lei nº. 12.783/13, o risco cambial envolvendo a compra de energia da usina de Itaipu deixará de ser de responsabilidade das distribuidoras e passará a ser de responsabilidade da Eletrobrás. Entretanto, esse mecanismo ainda depende de regulamentação da Aneel.

A Diretoria entende que o impacto deste risco para a Companhia é médio, no entanto, não é possível serem mensurados de antemão os impactos financeiros nos negócios e na situação financeira da Companhia.

### Risco de taxa de juros e indexadores

A Companhia está exposta ao risco da taxa de juros. A Companhia possui empréstimos relevantes remunerados pela variação do CDI, acrescidos de juros contratuais entre 1,12% a 2,95% ao ano. Consequentemente, o resultado da Companhia é afetado pela variação desses índices.

As aplicações financeiras da Companhia foram efetuadas em instrumentos com liquidez diária e estão ajustadas pelo valor em 31 de dezembro de 2015.

A Diretoria entende que o impacto deste risco para a Companhia é médio. O saldo total das dívidas da AES Sul em 31 de dezembro de 2015 era de R\$ 1,402 milhões onde 94,7% é indexada à CDI, 5,3% à TR/IGPDI e taxa fixa.

### Risco de preço

#### Revisão Tarifária Periódica

Em conformidade ao contrato de concessão, a Companhia passa pelo processo de revisão tarifária periódica a cada 5 anos, e tem suas tarifas reajustadas anualmente.

Nos processos de revisão tarifária, a Parcela B deixa de ser apurada pela variação do IGP-M ajustado pelo Fator X e passa a ser calculada através de metodologias definidas pela ANEEL para o ciclo tarifário.

O reajuste anual, que ocorre entre as revisões tarifárias, das empresas distribuidoras de energia tem como base a fórmula definida no contrato de concessão, que considera para os custos não gerenciáveis (Parcela A), as variações incorridas no período entre reajustes e, para os custos gerenciáveis (Parcela B), a variação do IGP-M, ajustado pela aplicação do Fator X, conforme mencionado anteriormente. Caso os reajustes tarifários não sejam realizados da forma adequada pelo regulador, esse fato pode causar um impacto adverso na Companhia considerando que eventuais custos de compra de energia, subsídios tarifários ou outros daqueles avaliados nos processos de reajuste tarifários, podem não estar devidamente refletidos nas tarifas dos consumidores da distribuidora, causando impacto financeiro adverso à Companhia.

A Diretoria entende que o impacto deste risco para a Companhia é alto, no entanto, não é possível serem mensurados de antemão os impactos financeiros nos negócios e na situação financeira da Companhia.

Além dos processos de Reajuste Tarifário Anual (IRT) e Revisão Tarifária Periódica (RTP), o contrato de concessão estabelece também o mecanismo da Revisão Tarifária Extraordinária, por meio do qual a ANEEL poderá, a qualquer tempo, por solicitação da empresa de distribuição e quando devidamente comprovada, proceder à revisão das tarifas, visando a manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, caso haja alterações significativas nos custos das empresas de distribuição.

#### Reajuste Tarifário Anual

No reajuste anual, que ocorre entre as revisões tarifárias, as empresas distribuidoras de energia elaboram os pleitos para reajuste das tarifas de energia elétrica, com base em fórmula definida no contrato de concessão, que considera para os custos não gerenciáveis (Parcela A), as variações incorridas no período entre reajustes e, para os custos gerenciáveis (Parcela B), a variação do IGP-M, ajustado pela aplicação do Fator X, conforme mencionado anteriormente. Caso os reajustes tarifários não sejam realizados da forma adequada pelo regulador, esse fato pode causar um impacto adverso na Companhia considerando que eventuais custos de compra de energia, subsídios tarifários ou outros daqueles avaliados nos processos de reajuste tarifários, podem não estar devidamente refletidos nas tarifas dos consumidores da distribuidora, causando impacto financeiro adverso à Companhia.

A Diretoria entende que o impacto deste risco para a Companhia é médio, no entanto, não é possível serem mensurados de antemão os impactos financeiros nos negócios e na situação financeira da Companhia.

#### Reajuste Tarifário Anual de 2015

## 4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

Em abril de 2015, a Diretoria da ANEEL aprovou o resultado do Reajuste Ordinário Anual das Tarifas da Companhia. As novas tarifas da Companhia foram homologadas por meio da Resolução Homologatória 1.879, com vigência a partir de 19 de abril de 2015 ("REH 1879/2015").

O efeito médio para os consumidores foi de 4,36% para os clientes atendidos em baixa tensão e 6,95% para clientes atendidos em alta tensão.

A tabela abaixo traz os valores finais aprovados pela ANEEL referente ao Reajuste Anual de 2014 da Companhia:

Reajuste Tarifário Anual - 2015	
<b>Parcela A (R\$)</b>	Encargos Setoriais R\$ 884.288.295,65
	Transporte de Energia R\$ 193.954.658,32
	Energia Comprada R\$ 1.839.307.484,70
<b>Parcela A (R\$)</b>	<b>R\$ 2.917.550.438,67</b>
<b>Parcela B (R\$)</b>	<b>R\$ 643.247.170,87</b>
Receita Requerida (R\$)	R\$ 3.560.797.609,54
Receita Verificada (R\$)	R\$ 2.440.374.696,53
Índice de Reposição/Reajuste (Anexo II)	45,91%
Índice de Reposição/Reajuste com Financeiros (Anexo I)	52,45%
<b>Impacto Médio para o Consumidor</b>	<b>5,46%</b>

O nível regulatório de perdas de energia elétrica a ser adotado nos reajustes tarifários da AES Sul, de 2014 a 2017, ficou definido em 6,75% para as perdas técnicas sobre a energia injetada, excluída a energia injetada no nível de tensão A1, e 4,91% para as perdas não técnicas sobre o mercado faturado de baixa tensão.

A Resolução Homologatória Nº 1879/2013 homologou também:

- o valor mensal de R\$ 20.458.495,22, repassado pela Eletrobrás à AES Sul, entre abril de 2015 a março de 2016, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas das distribuidoras de energia elétrica;

### Revisão Tarifária Extraordinária de 2015

Em Março de 2015, a ANEEL aprovou revisão extraordinária para todas as distribuidoras de energia elétrica, através da Resolução Homologatória 1858, com o objetivo aliviar as pressões financeiras pelas quais as distribuidoras estavam submetidas, em função do alto custo da energia no curto prazo e aumento expressivo dos encargos setoriais, ambos componentes de parcela A.

O resultado foi o repasse antecipado para o consumidor de alguns custos, com compra de energia e encargos, que seriam repassados somente no próximo processo tarifário que, no caso da AES Sul, ocorreu em 19 de Abril.

### **Risco de mercado**

O portfólio de contratos de energia de 2014 consiste nos seguintes componentes: Contrato de Itaipu e PROINFA (Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica); e Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs decorrentes do 1º, 2º, 4º, 8º e 10º, 12º e 13º Leilões Públicos de Energia Existente realizados em dezembro/2004, abril/2005, outubro/05, novembro/09 e novembro/11, respectivamente, do 1º, 2º, 4º, 5º, 6º, 7º, 12º, 13º e 15º Leilões de Energia Nova realizados em dezembro/2005, junho/2006, Julho/2007, outubro/2007, setembro/08, agosto/11, dezembro/11 e dezembro/12 e do 12º Leilão de Ajuste realizado em março/12. De acordo com o Decreto MME nº 5.163/2004, as distribuidoras devem efetuar contratos regulados de compra de energia somente através de leilões públicos federais, com duração estabelecida pelo próprio MME, de três a quinze anos para energia proveniente de empreendimentos existentes e, de quinze a trinta anos, para energia proveniente de novos empreendimentos de usinas térmicas e hidrelétricas, respectivamente.

Os custos associados à compra de energia são compostos por itens não gerenciáveis. A legislação atual estabelece que as empresas de distribuição devem garantir o atendimento a cem por cento dos seus mercados de energia e prevê que a ANEEL deverá considerar, no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento da Distribuidora. Os principais fatores de incerteza na compra de energia estão relacionados à previsão de 5 anos da carga e à expectativa de preços futuros. Tais fatores podem implicar em penalidades por insuficiência de

## 4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado

contratação, quando a contratação for inferior a 100%, e em custos não repassáveis às tarifas de fornecimento quando a contratação for superior a 105%. Para mitigação desses riscos, há instrumentos de contratação de energia elétrica previstos pela regulamentação tais como leilões de ajuste, MCSD (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits), opção por redução dos CCEAR's de energia existente devido a (i) migração de clientes ao mercado livre, (ii) acréscimos na aquisição de energia decorrentes de contratos celebrados antes da edição da Lei nº 10.848/2004, e (iii) outras variações de mercado.

A estratégia de suprimento de energia busca assegurar que o nível de contratação permaneça na faixa entre 100% e 105%, minimizando os custos com a compra de energia requerida para atender todos os clientes cativos. Adotou-se, dessa forma, uma abordagem de gestão de risco na compra de energia focada na identificação, mensuração e gestão dos riscos de volume e preços, além da utilização de ferramentas de otimização para suporte na decisão de contratação de energia.

Conforme disposto na Portaria MME nº 45, de 9 de março de 2007 e nas regras estabelecidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 305, de 18 de maio de 2008, a eventual exposição no nível de contratação a qual as Distribuidoras possam ser submetidas, por fatos alheios a sua vontade, poderá ser repassada à tarifa da Distribuidora. Este repasse deverá ser concedido, desde que atendidas as condições dispostas na portaria anteriormente mencionada. Adicionalmente, caberá à ANEEL analisar a isenção da aplicação de penalidade por eventual não atendimento à obrigação de contratação da totalidade de seu mercado.

As incertezas do cenário macroeconômico e meteorológico impactam significativamente as projeções da carga para contratação. Apesar dos esforços da Companhia em investimentos na área, os modelos não conseguem capturá-los na sua totalidade. Os modelos norteiam as contratações com níveis de riscos aceitáveis e no decorrer do tempo há a necessidade de ajustes sobre as previsões. Outro fator que impacta fortemente as projeções na área de concessão da Companhia é a mudança de perfil das atividades dos clientes, onde tem ocorrido uma tendência de redução na participação da classe Industrial e aumento nas classes Residencial e Comercial.

Adicionalmente, a possibilidade de que uma significativa parcela dos consumidores cativos da Companhia migre para o Ambiente de Contratação Livre pode também afetar a nossa demanda de energia, causando um impacto nas projeções da carga para contratação.

A Diretoria entende que o impacto deste risco no caixa da Companhia é alto, no entanto, não é possível serem mensurados de antemão os impactos financeiros nos negócios e na situação financeira da Companhia.

### Gestão de Capital

A Companhia controla sua estrutura de capital de acordo com as condições econômicas, para possibilitar pagamentos de dividendos, retorno de capital aos acionistas, bem como a captação de novos empréstimos e emissões de debêntures, entre outros instrumentos que julgar necessário de forma a garantir uma solidez financeira à Cia. Desde o exercício findo em 31 de dezembro de 2008, não houve mudança nos objetivos, políticas ou processos de estrutura de capital.

A Companhia inclui dentro da estrutura de dívida líquida: empréstimos, financiamentos e debêntures, menos caixa e equivalentes de caixa.

A Companhia monitora constantemente os riscos do seu negócio que possam impactar de forma adversa suas operações e seus resultados, inclusive mudanças no cenário macroeconômico e setorial que possam influenciar nossas atividades, analisando índices de preços e de atividade econômica, assim como a oferta e demanda da Companhia.

A Diretoria entende que o impacto deste risco para a Companhia é alto, no entanto, não é possível serem mensurados de antemão os impactos financeiros nos negócios e na situação financeira da Companhia.

### Risco de aceleração de dívidas

A Companhia tem contratos de empréstimos e debêntures, com cláusulas restritivas (“*covenants*”) normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Caso a Companhia não cumpra, ou não consiga cumprir, com as cláusulas restritivas de seus contratos de empréstimos e debêntures, tais operações poderão ser vencidas antecipadamente, o que teria um impacto adverso no fluxo de caixa da Companhia.

Os *covenants* do empréstimo determinam que a Dívida Líquida pelo Ebitda ajustado não pode ser igual ou superior a 3,5x e o índice Ebitda Ajustado/Resultado Financeiro deverá ser igual ou superior a 1,75x.

A Diretoria entende que o impacto deste risco para a Companhia é alto, no entanto, não é possível serem mensurados de antemão os impactos financeiros nos negócios e na situação financeira da Companhia.

### Risco de volatilidade dos custos da “Parcela A”

## **4.2 - Descrição dos principais riscos de mercado**

O reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios tem a finalidade de neutralizar os impactos econômicos no resultado em função dos aumentos dos custos não gerenciáveis denominados de "Parcela A" ocorridos entre os eventos tarifários anuais. As Normas Internacionais de Relatório Financeiro e as práticas contábeis adotadas no Brasil não permitem o registro destes ativos e passivos. Dessa forma, com a adoção das referidas normas, o resultado da Companhia está sujeito a volatilidade decorrente das variações do aumento destes custos entre o período do reajuste tarifário.

A Diretoria entende que o impacto deste risco para a Companhia é alto, no entanto, não é possível serem mensurados de antemão os impactos financeiros nos negócios e na situação financeira da Companhia.

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

A Companhia está atualmente envolvida em processos judiciais e administrativos sobre diversas questões legais, regulatórias e administrativas, inclusive processos relacionados a aumentos de tarifa, responsabilidade civil, obrigações tributárias, obrigações trabalhistas, previdenciárias e questões ambientais, sendo que a maioria destes processos se originou do curso regular dos negócios da Companhia. Em 31 de dezembro de 2015 a Companhia figurou como ré em 416 processos judiciais fiscais, 1.418 processos judiciais trabalhistas, 7.020 processos judiciais cíveis e 01 de natureza ambiental.

Em 31 de dezembro de 2015, as provisões relativas a esses processos foram de R\$ 37,9 milhões, dos quais R\$ 13,0 milhões se relacionaram a processos judiciais cíveis, R\$ 0,4 milhão referente às ações judiciais tributárias e R\$ 24,5 a processos judiciais trabalhistas.

A tabela a seguir apresenta as provisões da Companhia e valores depositados judicialmente em 31 de dezembro de 2015:

Contingência Provisionada	Provisão	Depósito Judicial
<b>Tributárias</b>	0,4	-
<b>Cíveis</b>	13,0	4,8
<b>Trabalhistas</b>	24,5	32,1
<b>Totais</b>	37,9	36,9

O cálculo dos valores a serem provisionados reflete a melhor expectativa de eventual insucesso nas ações judiciais, apurado conjuntamente pelos advogados externos e internos, responsáveis pela condução dos processos. Somente encontram-se provisionados valores relativos aos processos cujo prognóstico de insucesso, apurado conjuntamente com os advogados internos e externos é provável. Com relação aos casos cujo prognóstico apurado em conjunto com os advogados internos e externos é possível, ressalta-se nas demonstrações financeiras tão somente aqueles apontados como relevantes, seguindo os critérios estipulados pela Companhia.

A Companhia não tem como assegurar que o valor provisionado será suficiente para cobrir eventuais condenações. Abaixo se encontra uma descrição dos processos mais relevantes.

#### Contingências Tributárias

Dentre os processos Tributários da Companhia destacam-se as Autuações Fiscais n°s 0024482633 e 0024057690 abaixo discriminadas.

A Companhia recebeu Autuações Fiscais (Autos de Lançamentos Fiscais n°s. 0024482633 e 0024057690), nas quais a Autoridade Fiscal Estadual constitui crédito tributário contra a Companhia (no valor, em 31/12/2013, de R\$12,5 milhões), pelo pretenso descumprimento de ordens judiciais exaradas nos autos de processos judiciais (Mandados de Segurança números 001/1.05.0355252-0e001/1.07.006347-5), que determinaram que houvesse incidência do ICMS (Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) em relação a penas à energia efetivamente consumida (kWh) pelos clientes da Companhia.

Os fundamentos de defesa da Companhia são no sentido de reafirmar o estrito cumprimento da ordem judicial, sendo impossibilitada de agir em sentido diverso, por expressa vedação legal. Ainda, a Companhia ressalta em suas defesas a expressa manifestação pretérita do próprio fisco estadual no sentido de tributação do ICMS apenas sobre a energia efetivamente consumida (em kWh), em relação a outros clientes, bem como a tentativa do fisco de aplicar ordem judicial proferida em processo diverso, ao caso dos processos judiciais que originaram os autos de lançamento. Em 2013 os recursos especiais da Companhia tiveram negados os provimentos. Atualmente a Companhia patrocina ações anulatórias dos débitos fiscais em questão (processo 001/1.13.0341421-0, relativo ao Auto de Lançamento Fiscal n. 0024482633; e, Processo 001/1.13.027.2180-2, relativo ao Auto de Lançamento Fiscal n. 0024482633). Em tais ações anulatórias se busca, inclusive, que eventual ônus tributário seja atribuído ao contribuinte de fato dos tributos (clientes), que foram os patrocinadores das ações judiciais que originaram as decisões operacionalizadas e os beneficiados economicamente por tais decisões que determinaram a incidência do ICMS apenas sobre a energia efetivamente consumida/circulada. Em 31 de Dezembro de 2015 o processo 001/1.13.027.2180-2 encontrava-se no Tribunal de Justiça aguardando o julgamento do Recurso de Apelação interposto pela AES face a sentença que julgou improcedente a ação. O processo 001/1.13.0341421-0 encontrava-se aguardando decisão de Primeira Instancia Jurisdicional. Segundo os advogados da Companhia, suportados por parecer externo, a classificação de risco da ação é possível, nos termos da FAZ 5 e inferiores a 50%, nos termos da FIN 48.

Além destes casos, a Companhia efetuou compensações administrativas de tributos pagos a maior, por meio de PER/DCOMP. Tais compensações foram invalidadas pela Autoridade Fiscal, sendo que a Companhia mantém discussões administrativas relativas à

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

existência dos créditos compensáveis e à impossibilidade de vedações administrativas para tais compensações, estando todos classificados com perda possível e representam, em dezembro de 2015, o montante de aproximadamente R\$ 6 milhões.

Os casos provisionados que a Companhia possui referem-se a processos fiscais na esfera municipal e federal, cuja discussão é mantida em âmbito administrativo, pré-judicial. Dentre elas destacam-se duas autuações promovidas pelo município de Sapucaia do Sul/RS que buscam o recolhimento de supostos débitos relativos ao Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISSQN e um processo fiscal federal oriundo de uma compensação administrativa de tributos pagos a maior, por meio de PER/DCOMP, a qual fora invalidada pela Autoridade Fiscal, sendo que a Companhia mantém discussão administrativa em relação à prescrição intercorrente e impossibilidade de cobrança do crédito tributário em decorrência do transcurso de mais de cinco anos. A Administração da Companhia, com base em pareceres de seus consultores jurídicos, reconhece provisão para os valores das demandas cuja probabilidade de perda é considerada provável, e em 31 de dezembro de 2015 a Companhia possui a provisão no montante de R\$ 0,4 milhões referentes às demandas administrativas tributária.

#### Contingências Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2015, a base de processos ativos ajuizados por ex-empregados da Companhia ou de ex-empregados de empresas terceirizadas totalizava 1.418 processos. Dentre os quais são pleiteados equiparação salarial, horas extras, horas de sobreaviso, adicional de periculosidade, multa de 40% sobre o Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS) decorrente de expurgos de planos econômicos, responsabilidade subsidiária, solidária ou, ainda, pedidos de vínculo empregatício diretamente com a AES Sul, em razão de alegado inadimplemento das obrigações trabalhistas devidas pelas empresas terceirizadas, dentre outras matérias desde a privatização da Companhia em 1997.

Ademais, existem ações de indenizações por dano moral ou patrimonial decorrentes de acidente de trabalho.

Em 31 de dezembro de 2015, o valor total do risco provável envolvido em todas as ações trabalhistas em andamento contra a Companhia era de R\$ 24,5 milhões, conforme avaliação dos advogados da Companhia.

A Companhia já procedeu ao depósito judicial total de cerca de R\$ 32,1 milhões, para garantia do pagamento de execuções trabalhistas.

A Companhia não é ré em nenhuma demanda de natureza trabalhista cujo desfecho desfavorável possa, individualmente, ter efeito material adverso sobre suas atividades ou situação financeira.

#### Contingências Cíveis

A Companhia é parte em 7.020 disputas cíveis, sendo 765 ações em que a Companhia figura como autora e 6.255 ações em que a Companhia figura como ré, cuja provisão em 31 de dezembro de 2015 era de R\$ 13,0 milhões. De uma maneira geral, os processos de natureza cível em que a Companhia figura no polo passivo envolvem ações de natureza consumerista, vinculadas ao contrato de fornecimento de energia elétrica, ações indenizatórias decorrentes de acidentes na rede elétrica e de danos em geral, e ações discutindo a ilegalidade das majorações das tarifas de energia elétrica realizadas pelas Portarias do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) n.º 38/86 e 45/86 durante o chamado “Plano Cruzado”. Por outro lado, as ações em que a Companhia figura como autora referem-se a execuções e ações de cobrança em virtude do inadimplemento do contrato de fornecimento de energia elétrica por parte dos clientes.

Além disso, a Companhia também é parte em demandas judiciais nas quais a parte autora alega ter firmado contrato com a distribuidora de energia para a realização de obras de instalação/expansão de rede de energia elétrica (especialmente área rural), tendo contribuído financeiramente para tais obras. A parte autora, geralmente, requer a devolução do valor da contribuição sob a alegação de que há contrato que prevê a devolução dos valores ou, nas hipóteses em que não há previsão de devolução dos valores, que a quantia investida reverterá para o patrimônio da distribuidora, devendo, portanto, ser devolvida, sob pena de enriquecimento sem causa da concessionária. A maioria destas demandas é fundamentada em contratos celebrados com a antecessora da AES Sul a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), todavia, em muitos casos, a AES Sul vem sendo condenada a responder pelas demandas solidariamente com a CEEE.

#### Despacho ANEEL 288

<b>Processo n°:</b>	<b>2002.34.00.026509-0</b>
<b>Juízo:</b>	15ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal
<b>Instância:</b>	1ª

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

<b>Partes:</b>	
<b>Autor:</b>	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A
<b>Réu:</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Data de Distribuição: 23 de agosto de 2002

Em 2001, a Companhia decidiu não utilizar o mecanismo de alívio de exposição em relação à energia de Itaipu. Posteriormente, contudo, em virtude da diferença de preços entre os Submercados Elétricos Sul e Sudeste, a Companhia teve registrado em seu favor uma exposição positiva. Em 16 de maio de 2002, a ANEEL, sob o pretexto de interpretar corretamente as regras do extinto Mercado Atacadista de Energia (MAE) considerou ilegal a opção da Companhia, mediante a publicação do Despacho nº 288, com efeitos retroativos, sob a alegação de que o alívio de exposição seria mandatário. Além disso, o Despacho nº 288 da ANEEL eliminou o direito que a empresa tinha de receber os valores que haviam sido registrados em seu favor em decorrência da diferença de preços nos Submercados Sul e Sudeste, fazendo com que a empresa de credora líquida passasse a devedora do mercado.

A Companhia não concordando com tal decisão da ANEEL está utilizando todos os meios legais disponíveis para contestar esse despacho. Assim, em 23 de agosto de 2002, a AES Sul ajuizou ação em face da ANEEL, visando à anulação do Despacho nº 288 e buscando os créditos resultantes da exposição positiva. Em 29 de outubro de 2002, o juízo da 15ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, em antecipação de tutela proferida na ação nº 2002.34.00.026509-0, determinou que a ANEEL se abstinisse de impor à Companhia o teor do Despacho nº 288, mormente no tocante ao refazimento de suas demonstrações contábeis, bem como, que a ANEEL diligencias se junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), antigo MAE, no sentido de comunicar que fosse contabilizado em favor da mesma o resultado da exposição positiva verificada no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2001.

Em 20 de novembro de 2002 a ANEEL interpôs Agravo de Instrumento, solicitando a revogação dos efeitos da Liminar concedida à Companhia, tendo sido deferido liminarmente o efeito suspensivo da decisão até o julgamento final do recurso. Em 22 de julho de 2005, a Quinta Turma do Tribunal Regional Federal da 1ª Região negou provimento ao Agravo de Instrumento nº 2002.01.00.040870-5 interposto pela ANEEL, restabelecendo, com isso, integralmente, os efeitos da antecipação de tutela deferida no processo nº 2002.34.00.026509-0, determinando a realização de recontabilização e liquidação que desconsiderassem os efeitos do Despacho nº 288. Em abril de 2006, a ANEEL interpôs Recurso Especial contra a decisão proferida em sede de Agravo de Instrumento, o qual foi recebido sem efeito suspensivo. Em junho de 2008 o Superior Tribunal de Justiça não conheceu desse Recurso Especial (RESP) interposto pela ANEEL.

Todavia, a ANEEL não cumpriu de pronto a medida Liminar, sendo necessária uma série de medidas judiciais para que a Agência efetivasse a liquidação dos valores. Após diversas intimações para cumprimento da decisão Liminar, a ANEEL determinou que a CCEE realizasse a recontabilização e liquidação. Em outubro de 2008, a CCEE divulgou que a Companhia tinha uma diferença a receber de aproximadamente R\$ 418 milhões, referente ao período de 2001, abrangido pela Liminar. Em novembro de 2008, a CCEE implementou o plano de liquidação. Diversas empresas atingidas pela nova liquidação ingressaram com várias medidas judiciais, tais como, mandados de segurança e suspensões de liminares, e obtiveram êxito. Em 10 de novembro de 2008, a Companhia recebeu o valor aproximado de R\$ 27 milhões de empresas que não obtiveram liminares. Este valor foi provisionado pela Companhia para o caso de eventual insucesso na ação judicial com a consequente devolução do valor.

Porém, em 12 de novembro de 2008, a Liminar obtida foi parcialmente revogada pelo juiz de primeiro grau que, temporariamente, substituiu a juíza titular que a havia proferido. A Companhia recorreu por meio da interposição de um agravo de instrumento (nº 2001.01.00.065124-8), tendo sido concedida nova decisão Liminar em sede recursal, em 02 de dezembro de 2008, para confirmar a impossibilidade de que a AES Sul seja alvo de cobranças dos valores que haviam sido contra ela apurados na liquidação em que o Despacho nº 288/02 foi empregado. As decisões referentes aos Mandados de Segurança foram publicadas em 19 de outubro de 2009 e declararam que as empresas que não haviam sido chamadas para apresentar defesa não poderiam sofrer os efeitos da Liminar. A AES Sul embargou dessa decisão, recurso que uma vez improvido ensejou a interposição de Recurso Especial pela AES Sul nos autos de cada um dos Mandados de Segurança, alguns dos quais já foram admitidos ao STJ. A decisão nos Mandados de Segurança também originou a interposição de Recurso Ordinário por parte de algumas empresas, que ainda aguardam julgamento. Todas as empresas que deveriam efetuar pagamentos em decorrência da nova contabilização determinada pela CCEE em cumprimento à Liminar foram citadas e apresentaram suas contestações. A AES Sul apresentou réplica a essas contestações em 09 de dezembro de 2009. Em 14 de dezembro de 2009, foi determinado às partes que especificassem as provas que pretendem produzir, tendo a AES Sul, em 16 de dezembro de 2009, informado que não tem provas a produzir. As partes informaram as provas que pretendem produzir, aguardando-se deliberação do juiz sobre o tema. Em 30 de junho de 2010, foi dado parcial provimento ao Agravo de Instrumento nº 2008.01.00.065124-8, confirmando a medida Liminar que determinou que não fosse efetuada qualquer cobrança contra a AES Sul e a anulação de todos os atos processuais a partir do momento em que os litisconsortes deveriam ter sido citados. Após a citação de todas as partes, foram apresentadas as defesas e requeridas provas documental e pericial. Em 06 de dezembro de 2011, foi indeferida a prova pericial e deferida a prova documental suplementar. Após a apresentação dos documentos suplementares, o processo foi concluso para sentença.

Em 29 de junho de 2012, foi publicada a sentença do processo nº 2002.34.00.026509-0, que julgou improcedentes os pedidos da AES Sul. De acordo com a sentença, a adesão ao mecanismo de alívio de exposição deve ser entendida como mandatária – e não facultativa,

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

conforme defendido pela AES Sul – e o Despacho nº 288 é legal, razão pela qual a AES Sul deve ser considerada devedora do mercado. Em 11 de julho de 2012, a AES Sul (i) interpôs recurso de Apelação contra a sentença que julgara improcedentes os seus pedidos na ação 2002.34.00.026509-0 com a finalidade de reverter tal decisão e (ii) ajuizou a Medida Cautelar n. 0043277-81.2012.4.01.0000/DF perante o Tribunal Regional Federal da 1ª Região com a finalidade de obter antecipação de tutela recursal e, assim, impedir que a AES Sul possa ser objeto de cobranças de agentes do setor em decorrência das operações do MAE discutidas na ação que visa a anular o Despacho nº 288 até o julgamento do seu recurso de Apelação. Em 12 de julho de 2012, a Desembargadora Federal Selene Maria de Almeida deferiu o pedido postulado pela AES Sul na Medida Cautelar para impedir que a AES Sul seja considerada inadimplente para com suas obrigações setoriais referentes ao período afetado pelo Despacho nº 288, e impedir, igualmente, que a AES Sul seja considerada devedora – e venha a sofrer cobranças de qualquer espécie – de quaisquer agentes do setor em decorrência de operações afetadas pelo Despacho nº 288 até o julgamento da apelação interposta. Tal decisão permanece vigente até a presente data. A Companhia está, portanto, adotando todas as medidas legais cabíveis para reverter a sentença proferida em primeira instância na ação movida para anular o Despacho nº 288. Em razão de o Tribunal Regional Federal da 1ª Região ter se manifestado, reiteradamente nos recursos incidentais na ação 2002.34.00.026509-0 e na aludida Medida Cautelar, pela ilegalidade do Despacho nº 288, a AES Sul mantém sua análise acerca da possibilidade de perda da ação.

Diante desse quadro a Companhia provisionou como contas a pagar para a hipótese de improcedência da ação (reconhecimento da legalidade do Despacho ANEEL 288), o valor de R\$ 131 milhões, atualizado monetariamente em 31/12/2015, que corresponde ao valor devido quando da contabilização de acordo com o Despacho 288 da ANEEL. Por outro lado, na hipótese de procedência da ação, a AES Sul terá um impacto financeiro positivo bruto de aproximadamente R\$ 437,8 milhões em valores nominais.

#### Processos Administrativos Regulatórios

As penalidades regulatórias são sanções aplicadas pelo órgão regulador por supostos descumprimentos de regras setoriais. Estas penalidades, até o momento, estão sendo discutidas em processos administrativos, os quais devem obedecer ao trâmite legal perante a ANEEL. A Companhia possui 9 processos administrativos regulatórios, nenhum deles com valor relevante acima de R\$ 5 milhões. Para mais informações sobre os procedimentos judiciais e administrativos, vide nota explicativa nas demonstrações financeiras referentes ao período encerrado em 31 de dezembro de 2015.

#### Passivo Ambiental Fábrica de Postes de Madeira

<b>Processo n°:</b>	139/1.08. 0000360-3
<b>Juízo:</b>	Vara Judicial do Fórum de Triunfo/RS
<b>Instância:</b>	1ª
<b>Partes:</b>	
<b>Autor:</b>	Ministério Público do Estado do Rio Grande do Sul
<b>Réu:</b>	AES Sul, AES Florestal, CEEE, representada por seu desmembramento CEEE-D

Data de Distribuição: 13 de março de 2008

A Usina de Tratamento de Madeira (UTM) de Barreto foi instalada pela CEEE, em 1960, no Município de Triunfo, passando a ser por ela operada desde então.

Em novembro de 1997, após o processo de privatização da CEEE, a AES Sul tomou posse da área e começou a operar a fábrica de postes de madeira. Em 14 de junho de 1999 foi constituída a AES Florestal Ltda. (AES Florestal), que recebeu a área em comodato da AES Sul e operou a fábrica até dezembro de 2005.

Durante o período em que esteve na posse da Unidade de Tratamento de Madeira (UTM) de Barreto, no município de Triunfo - RS, a AES identificou a existência de passivo ambiental na área da fábrica, relativo à época em que a CEEE havia operado a UPM, decorrente de produtos químicos usados no processo produtivo. A AES Sul comunicou os fatos às autoridades competentes (Ministério Público Estadual e Fundação Estadual de Proteção Ambiental - FEPAM).

Por força de decisão judicial em processo que discutia o processo de privatização da CEEE, em fevereiro de 2006 a CEEE retomou a posse do ativo. Após a comunicação da existência do passivo, o Ministério Público Estadual instaurou um Inquérito Civil nº 24/2005, que instruiu Ação Civil Pública ajuizada em 13 de março de 2008 em face da CEEE, CEEE-D, AES Sul e AES Florestal (empresas que operaram a Fábrica até a descoberta do passivo ambiental).

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

O objeto da Ação Civil Pública consiste em: (i) pedido liminar para a remoção dos focos ativos de contaminação; (ii) condenação solidária das empresas AES Sul, AES Florestal, CEEE-D e CEEE para promover a recuperação da área degradada como um todo e pagar indenização à coletividade, em valor a ser arbitrado judicialmente, em torno de R\$ 6 milhões, a ser recolhido ao Fundo Estadual de Meio Ambiente e (iii) monitoramento do Rio Taquari.

Antes do ajuizamento da Ação Civil Pública pelo Ministério Público foi contratada uma empresa de consultoria ambiental para dar continuidade aos estudos ambientais, estruturando todos os documentos e avaliações ambientais que foram desenvolvidos.

Adicionalmente ao estudo técnico, o trabalho da empresa de consultoria envolveu a realização dos planos de contenção da contaminação através da remoção para os focos ativos de contaminação. Estes planos são compostos por atividades técnicas a serem desenvolvidas e cronograma a físico- financeiro. Os valores estimados para a realização do plano de contenção da contaminação, previstos no relatório técnico foi de R\$ 29,3 milhões.

Em função da existência da Ação Civil Pública, associada à finalização das avaliações técnicas ambientais e de acordo com os pareceres jurídicos elaborados por renomados escritórios jurídicos, foi provisionado o montante de R\$ 7,34 milhões, correspondente a 25% dos custos de contenção da contaminação, caso o pedido Liminar do Ministério Público fosse deferido. Ocorre que a medida Liminar requerida pelo MP foi indeferida.

Em outubro de 2011, após novo requerimento do Ministério Público, o juízo deferiu a Liminar determinando exclusivamente à CEEE a remoção dos focos de contaminação, sob pena de multa. A CEEE recorreu contra esta decisão, mas não obteve efeito suspensivo, tendo posteriormente o Tribunal de Justiça do Rio Grande do Sul mantido a decisão de primeira instância, que, nesse aspecto transitou em julgado.

Em fevereiro de 2012, o juízo acolheu o pedido da AES Sul e determinou que as atividades de remoção dos contaminantes a serem realizadas pela CEEE sejam supervisionadas pela AES e por um perito judicial. Em novembro de 2012, as inspeções realizadas pelo perito judicial e supervisionadas pela AES confirmaram que a CEEE está cumprindo a liminar. As inspeções estão programadas até março de 2013.

Por não haver mais risco desta Companhia ter que cumprir Liminar para remoção dos contaminantes, a reversão da provisão anteriormente constituída foi revertida com base no parecer do escritório de advocacia de dezembro de 2012.

O processo aguarda a resolução de mérito, sendo que atualmente aguarda a conclusão da perícia judicial, tendo em vista que o laudo pericial foi apresentado às partes em Outubro de 2014 e em março de 2015 as partes manifestaram-se sobre tal laudo pericial.

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

O valor total provisionado dos processos individualmente descritos no item 4.3 é de R\$ 37,9 milhões (em dezembro de 2015).

**4.4 - Processos judiciais, administrativos ou arbitrais não sigilosos cujas partes contrárias sejam**

**administradores, ex-administradores, controladores, ex-controladores ou investidores**

A Companhia não é parte de quaisquer processos judiciais, administrativos e arbitrais cujas partes contrárias sejam administradores ou ex-administradores, controladores ou ex-controladores ou investidores da Companhia.

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

Não aplicável, tendo em vista que não foi indicado nenhum processo no item 4.4.

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

A Companhia não é parte em nenhum processo sigiloso relevante.

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

A Companhia não é parte de processos judiciais, administrativos ou arbitrais repetitivos ou conexos, baseados em fatos e causas jurídicas semelhantes, estejam ou não sob sigilo e em conjunto sejam relevantes, além dos processos judiciais ou administrativos mencionados no item 4.3 acima.

Relativamente aos processos judiciais tributários repetitivos da AES Sul, que discutem semelhantes teses e direitos encontram-se as seguintes demandas:

**A) ICMS:** Consumidores de energia elétrica contestam o cálculo do ICMS realizado pela AES Sul. Nas ações pretendem excluir da base de cálculo do ICMS o valor do próprio imposto, bem como excluir a incidência do ICMS sobre a rubrica de demanda contratada.

A Defesa da Companhia é no sentido de que existe expressa previsão legal para a inclusão do valor do próprio imposto na base de cálculo do ICMS, bem como que a tese é inaplicável aos consumidores que não possuem contrato de demanda. Ademais, a Companhia defende em sede preliminar a ilegitimidade passiva da AES Sul, uma vez que a mesma é mera agente arrecadadora do Imposto devendo assim a demanda tramitar somente em face do Estado do Rio Grande do Sul.

O prognóstico de perda de tais demandas é remoto, tendo em vista que há posicionamento claro de cortes superiores quanto à ilegitimidade passiva da distribuidora, bem como pela constitucionalidade da base de cálculo do ICMS. Em dezembro de 2015 havia 130 processos desta natureza contra a Cia.

**B) PIS/COFINS na fatura:** Consumidores de energia elétrica contestam o “repasso” do PIS/PASEP e da COFINS na fatura de energia elétrica, pretendendo excluir a cobrança das contribuições das faturas e a devolução em dobro dos valores pagos “indevidamente”. No mérito, a Companhia alega a legalidade do repasse fundado na composição da PIS/PASEP e da COFINS na tarifa, respaldado pela legislação e pela ANEEL.

O prognóstico de perda dessas demandas é de perda remoto, em vista de decisão do STJ, em sede de Recurso Especial, favorável ao setor (REsp 1185070, Eder Girardi VS. CEEE-D). Em dezembro de 2015 havia 228 processos contra a Cia.

**C) PARCELA A:** O consumidor de energia elétrica visa o ressarcimento aos consumidores das Distribuidoras do Rio Grande do Sul, em relação aos valores correspondentes ao montante que lhes foi cobrado por conta de suposta falha no cálculo da parcela A. As ações estão suspensas aguardando o julgamento da Ação Civil Pública movida pelo Ministério Público Federal da 4ª Região em face da ANEEL, AES Sul, RGE e CEEE.

O prognóstico de perda das ações é remoto e em dezembro de 2015 havia 242 processos contra a Cia.

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

Não aplicável, tendo em vista que os processos indicados no item 4.6 possuem prognóstico de perda remoto.

#### **4.7 - Outras contingências relevantes**

A Companhia não possui outras contingências relevantes além daquelas listadas nos itens anteriores. A Companhia não possui empresas controladas.

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

Não aplicável, pois a Companhia é uma sociedade constituída sob as leis brasileiras.

## 5.1 - Política de gerenciamento de riscos

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

A AES Sul possui Política de Gestão de Riscos, aprovada pelo Conselho de Administração no dia 05 de maio de 2016. A Política fornece as diretrizes para a Gestão de Riscos, visando conceituar e documentar os princípios de Gestão de Riscos e atividades relacionadas, definindo os macroprocessos e a governança aplicada para o seu devido funcionamento.

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

*i. os riscos para os quais se busca proteção*

Não aplicável.

*ii. os instrumentos utilizados para proteção*

Não aplicável.

*iii. a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos*

A área de Gestão de Riscos é liderada pelo Vice-Presidente de Finanças e Relações com os Investidores (CFO), que deverá acompanhar o modelo de Gestão de Riscos e assegurar que seja executado conforme metodologia definida, assegurar diretrizes, metas e que os recursos necessários sejam alocados para o bom funcionamento da área. A Gerencia de Riscos é responsável por disseminar a cultura de gestão de riscos, obter o grau de exposição a risco ao qual a Companhia está exposta, definir padrões a serem seguidos pela Companhia no que tange Gestão de Riscos, supervisionar e controlar relatórios de risco e definir gestores de riscos e responsáveis pelos riscos nas áreas de negócio.

O Comitê de Gestão de Riscos é subordinado a diretoria da Companhia onde são apresentados os portfólios de riscos, avaliações e estudos de riscos relevantes e modelos de quantificação e qualificação de riscos.

A Companhia conta também com a área de Controles Internos que atua na definição de atividades de controle, estabelecidas por meio de políticas e procedimentos, para garantir o cumprimento das diretrizes determinadas pela administração para mitigar os riscos à realização dos objetivos da empresa.

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

A auditoria interna supervisiona a governança do processo de Gestão de Risco, bem como cumprimento das políticas, normas e procedimentos internos, e pode considerar como parte da avaliação os subsídios fornecidos pela Gerência de Riscos para, de forma independente, elaborar o plano anual de auditoria.

## 5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

A Companhia adota como política de gerenciamento de risco: (i) manter um nível mínimo de caixa como forma de assegurar a disponibilidade de recursos financeiros e minimizar riscos de liquidez; (ii) estabelecer diretrizes para contratação de operações de hedge exclusivamente para mitigação dos riscos financeiros da Companhia, bem como a operacionalização e controle destas posições. As estratégias e instrumentos utilizados estão especificados nos itens abaixo.

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

A Companhia não possui uma política exclusiva para Riscos de Mercado, no entanto, os riscos macroeconômicos, crédito e riscos de mercado de energia são monitorados e reportados no âmbito do Comitê de Riscos da Companhia, previsto na Política de Riscos.

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

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

O principal risco de mercado para o qual a Companhia busca proteção é o risco de crédito. Ademais, o preço da energia comprada de Itaipu é estabelecido em dólares americanos, sendo as variações das taxas de câmbio desse contrato reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da CVA. De acordo com a Lei nº. 12.783/13, o risco cambial envolvendo a compra de energia da usina de Itaipu deixará de ser de responsabilidade das distribuidoras e passará a ser de responsabilidade da Eletrobrás. Entretanto, esse mecanismo ainda depende de regulamentação da ANEEL.

A Companhia também monitora potenciais necessidades de contratação de instrumentos para proteção de risco de liquidez, taxa de juros e risco cambial referente a eventuais obrigações atreladas à moeda estrangeira, mas no momento nenhum instrumento é utilizado diante da inexistência de risco efetivo.

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

Uma vez identificados os riscos a serem mitigados, a Companhia poderá buscar os instrumentos mais adequados para contratar o *hedge*.

Os principais fatores que deverão direcionar a decisão do instrumento a ser utilizado estão listados a seguir:

- Situação de liquidez da Companhia;
- Condição de crédito junto ao mercado financeiro;
- Cenário de mercado.

O valor de mercado do hedge é calculado com base nos preços médios divulgados diariamente pela BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros ("BM&FBOVESPA") e considera a variação cambial do período com base na PTAX- V (câmbio médio divulgado diariamente pelo Banco Central do Brasil após o fechamento do mercado) do dia imediatamente anterior da data inicial e do período analisado.

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

Os instrumentos financeiros disponíveis visando à proteção patrimonial são:

- SWAP, Juros Máximos (Cap) e Floor Agreements para proteção (Hedge) contra exposição a dívidas de taxa flutuante sem direito a reclamações (non-recourse)
- SWAP e Contratos a Termo para proteção (Hedge) contra o risco de moeda estrangeira em certas obrigações atreladas à moeda não funcional
- Instrumentos derivativos de energia elétrica, incluindo SWAP, Opções, Contratos a Termo e Futuros para gestão do risco relacionado a compra e venda de energia elétrica

Definido o objeto do hedge e o instrumento a ser utilizado, a Companhia precifica tais operações sempre seguindo as metodologias de mercado vigentes. Em 31 de dezembro de 2013, não há instrumentos de hedge contratados pela Companhia.

## 5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

### iv. parâmetros utilizados para o gerenciamento desses Risco de Crédito

Quanto à proteção à sua exposição ao risco de crédito presente em instrumentos financeiros, a Companhia procura selecionar instituições financeiras pelos critérios de reputação no mercado (instituições sólidas, seguras e de boa reputação) e pelo fato de poderem ou não prover um tratamento diferenciado nas operações, seja em custos, qualidade de serviços, termos e inovação. As operações também deverão atender aos requisitos de *compliance* e as instituições financeiras deverão enquadrar-se em classificação de risco para operações referentes a aplicações financeiras, conforme tabela abaixo:

Ratings em escala nacional e moeda local		
Fitch Atlantic Rating	Moody's Investor	Standard & Poor's
AA, AA+, AAA	Aa2, Aa1, Aaa	AA, AA+, AAA

Quaisquer instituições financeiras que apresentem, em uma das agências de risco, *rating* inferior ao estabelecido (AA) não poderão fazer parte da carteira de investimentos das empresas do grupo econômico da Companhia.

Quanto aos valores de exposição máxima por instituições financeiras, a Companhia definiu os seguintes critérios:

- Critério de Caixa: Aplicações de no máximo 20% ou 25% do total da carteira por instituição financeira;
- Critério de Patrimônio Líquido (PL) da Companhia: Aplicações de no máximo 20% de seu PL por instituição financeira ou até R\$ 4.000.000,00 para empresas com PL abaixo de R\$ 20.000.000,00; e
- Critério de PL da Instituição Financeira recebedora de recursos: Cada instituição financeira poderá receber recursos de no máximo 3% ou 5% de seu PL.

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

Não aplicável.

### vi. estrutura organizacional de controle de gerenciamento desses riscos

A Companhia possui uma Gestão de Riscos que permite uma visão consolidada de todos os riscos ainda que eles sejam gerenciados nas áreas de origem em que há a exposição.

Os riscos empresariais mais significativos que possam vir a afetar financeiramente a Companhia, bem como sua imagem, informações confidenciais e a capacidade da organização de alcançar os objetivos estratégicos e do negócio são classificados, analisados e tratados por meio de ações estruturantes, tendo como referência o Modelo COSO ERM (Committee of Sponsoring Organizations of the Tradeway Commission, ERM- Enterprise Risk Management).

A partir da identificação dos riscos empresariais, estes são classificados nas seguintes categorias: Risco de Mercado, Risco de Crédito/Contra Parte, Risco de Liquidez, Risco Regulatório e Legal, Risco Operacional, Risco Ambiental, Risco de Reputação e Imagem outros riscos de natureza financeira, e posteriormente analisados por meio de prioridade, onde são levados em consideração a exposição do risco com a importância relativa (qualitativa) e financeira (quantitativa), onde mensalmente os riscos considerados de maior impacto (Riscos Prioritários) são apresentados no Comitê de Gestão de Riscos

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

Conforme citado acima, a Companhia executa o monitoramento da gestão dos riscos e os testes de verificação da efetividade desta gestão são efetuados pela área de Auditoria Interna.

### Análise de sensibilidade das aplicações financeiras

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores nos investimentos e nas dívidas aos quais a Companhia estava exposta na data base de 31 de dezembro de 2014, foram definidos 05 cenários diferentes. Com base no relatório FOCUS de 31 de dezembro de 2015, foi extraída a projeção do indexador CDI para um ano e assim definindo-o como o cenário provável; a partir deste foram calculadas variações de 25% e 50%.

## 5.2 - Política de gerenciamento de riscos de mercado

Para cada cenário foi calculada a receita e despesa financeira bruta, que representa o efeito esperado no resultado e patrimônio líquido em cada cenário projetado, não levando em consideração incidência de tributos e o fluxo de vencimentos de cada contrato programado para um ano. A data base utilizada da carteira foi 31 de dezembro de 2015, projetando os índices para um ano e verificando a sensibilidade dos mesmos em cada cenário.

Aplicações financeiras	Taxa de juros	Posição em 2015	Projeção receitas financeiras - 1 Ano				
			Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
<b>CDI</b>			<b>7,69%</b>	<b>11,54%</b>	<b>15,38%</b>	<b>19,23%</b>	<b>23,07%</b>
Investimentos de curto prazo	CDI	58.237	4.478	6.721	8.957	11.199	13.435
<b>Subtotal</b>		<b>58.237</b>	<b>4.478</b>	<b>6.721</b>	<b>8.957</b>	<b>11.199</b>	<b>13.435</b>

### Análise de sensibilidade das dívidas

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores nas dívidas aos quais a Companhia estava exposta na data base de 31 de dezembro de 2015, foram definidos 05 cenários diferentes. Com base no relatório FOCUS de 31 de dezembro de 2015, foi extraída a projeção dos indexadores CDI / IGP-M para um ano e assim definindo-o como o cenário provável; a partir deste foram calculadas variações de 25% e 50%.

Para cada cenário foi calculada a receita e despesa financeira bruta, que representa o efeito esperado no resultado e patrimônio líquido em cada cenário projetado, não levando em consideração incidência de tributos e o fluxo de vencimentos de cada contrato programado para um ano. A data base utilizada da carteira foi 31 de dezembro de 2015, projetando os índices para um ano e verificando a sensibilidade dos mesmos em cada cenário.

Dívidas	Taxa de juros	Posição em 2015	Projeção despesas financeiras - 1 Ano				
			Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
<b>CDI</b>			<b>7,69%</b>	<b>11,54%</b>	<b>15,38%</b>	<b>19,23%</b>	<b>23,07%</b>
CCB Safra	CDI + 2,40% a.a.	(50.219)	(5.160)	(7.137)	(9.114)	(11.092)	(13.069)
Debêntures - 2ª emissão	CDI + 1,25% a.a.	(306.076)	(27.657)	(39.573)	(51.489)	(63.405)	(75.320)
Debêntures - 3ª emissão - 1ª Série	CDI + 2,40% a.a.	(104.104)	(10.696)	(14.795)	(18.894)	(22.993)	(27.092)
Debêntures - 3ª emissão - 2ª, 3ª e 4ª Série	CDI + 4,75% a.a.	(890.081)	(113.977)	(149.827)	(185.676)	(221.525)	(257.374)
<b>IGP-M</b>			<b>3,26%</b>	<b>4,88%</b>	<b>6,51%</b>	<b>8,14%</b>	<b>9,77%</b>
Consumidores	IGPM + 6,00% a.a.	(5.290)	(500)	(591)	(682)	(774)	(865)
<b>TLP</b>			<b>3,50%</b>	<b>5,25%</b>	<b>7,00%</b>	<b>8,75%</b>	<b>10,50%</b>
FINEP	TLP	(6.907)	(706)	(835)	(964)	(1.093)	(1.221)
<b>Subtotal</b>		<b>(1.362.677)</b>	<b>(158.696)</b>	<b>(212.758)</b>	<b>(266.819)</b>	<b>(320.882)</b>	<b>(374.941)</b>
<b>Total da exposição líquida</b>		<b>(1.304.440)</b>	<b>(154.218)</b>	<b>(206.037)</b>	<b>(257.862)</b>	<b>(309.683)</b>	<b>(361.506)</b>

### 5.3 - Descrição dos controles internos

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

Os diretores da Companhia entendem que os procedimentos internos adotados para a elaboração de Demonstrações Contábeis são suficientes e satisfatórios para assegurar sua eficiência e precisão.

Em sua estrutura, a Companhia conta com a Gerência de Controles Internos que tem como principal atribuição assessorar as áreas de negócio na revisão de processos e implementação de controles para garantir exatidão das informações financeiras e o cumprimento das leis, normas, regulamentos e procedimentos internos.

A eficácia dos controles chave implementados pela Companhia para garantir a exatidão das Demonstrações Contábeis é testada anualmente. Em caso de identificação de eventuais pontos de melhoria sobre esses controles, a Companhia elabora um plano de ação, definindo prazos e responsabilidades, para garantir a mitigação de todos os riscos associados.

A Companhia conta também com uma Diretoria de Auditoria Interna, que atua em quatro segmentos: operacional, financeiro, tecnologia da informação e investigativo. O primeiro segmento avalia todos os processos e procedimentos ligados à operação da Companhia, o segundo avalia as demonstrações contábeis e os controles associados, o terceiro os controles de segurança da informação e o quarto a investigação de possíveis fraudes e irregularidades, todos em conformidade com a Lei norte-americana Sarbanes-Oxley, exigências da legislação brasileira, normas regulatórias do setor elétrico e normas e procedimentos internos.

O plano anual de auditoria é elaborado em conformidade com o resultado da avaliação de riscos e tem como principal objetivo prover avaliação independente sobre riscos, ambiente de controle e deficiências significativas que possam impactar as demonstrações contábeis e processos da Companhia. Eventuais deficiências ou não conformidades são remediadas por meio de planos de ação estabelecidos pelos responsáveis pelos processos, revisados pela área de Controles Internos e sua implementação devidamente acompanhada pelas áreas de Controles Internos e Auditoria Interna.

O plano de auditoria é aprovado pelo Comitê de Auditoria da The AES Corporation, pela Diretoria e Conselho de Administração da Companhia. Além disto, o resultado das respectivas auditorias e o plano de ação para implementação de potenciais melhorias e regularizações são apresentados ao Conselho de Administração e Fiscal periodicamente.

A revisão dos principais controles que impactam as demonstrações contábeis da Companhia é realizada anualmente pela Diretoria de Auditoria Interna com base em testes de eficácia. No caso de identificação de eventuais pontos de melhoria sobre esses controles, a Companhia elabora planos de ação com o intuito de implementá-los, com definição de prazos e alocação de responsabilidades para colocar em prática a melhoria desses controles de forma efetiva.

**b. Estruturas organizacionais envolvidas:**

Conforme descrito no item "a" acima, as estruturas organizacionais diretamente envolvidas no processo de monitoramento da eficácia do ambiente de controle da Companhia são a Gerência de Controles Internos e a Diretoria de Auditoria Interna.

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

O plano de auditoria é aprovado pelo Comitê de Auditoria da AES Corporation. O resultado das respectivas auditorias e o plano de ação para implementação de potenciais melhorias e regularizações são apresentados ao Conselho de Administração e Fiscal periodicamente.

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

Os auditores externos da Companhia, durante a execução de seus trabalhos de auditoria das demonstrações contábeis dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013, não identificaram recomendações ou deficiências em relação aos controles internos da Companhia que pudessem ser consideradas significativas e/ou com impactos relevantes sobre as demonstrações contábeis. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015, a avaliação da eficácia dos controles internos da Companhia está em andamento, porém, até o momento não foram identificadas deficiências significativas. Os diretores da Companhia reintegram o compromisso com a governança corporativa e não esperam qualquer recomendação relevante dos auditores no futuro.

### **5.3 - Descrição dos controles internos**

#### **e. comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas**

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015, a avaliação da eficácia dos controles internos da Companhia está em andamento, porém, até o momento não foram identificadas deficiências significativas.

## **5.4 - Alterações significativas**

Não houve alterações nos principais riscos financeiros.

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

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

**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>	Constituída sob a forma de 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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Tendo em vista as operações acima referidas, o capital social da Companhia de R\$ 463.286.728,91 (quatrocentos e sessenta e três milhões, duzentos e oitenta e seis mil, setecentos e vinte oito reais e noventa e um centavos) passou a ser representado por 279.298 (duzentas e setenta e nove mil duzentas e noventa e oito) ações sem valor nominal, das quais 214.243 (duzentas e quatorze mil duzentas e quarenta e três) são ordinárias e 65.055 (sessenta e cinco mil e cinquenta e cinco) são preferenciais.

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

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

### **6.3 - Breve histórico**

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

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

Até a presente data, a Companhia não foi notificada de qualquer pedido de falência fundado em valores relevantes, nem está incurso em processo de recuperação judicial ou extrajudicial.

## **6.6 - Outras informações relevantes**

Todas as informações relevantes e pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

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

A Companhia é concessionária de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, conforme contrato de concessão, celebrado com a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) em 15 de junho de 1998, que lhe concede o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 15 de junho 2028 (“Contrato de Concessão”).

O objeto social da Companhia consiste em: I) a explorar serviços públicos de energia, principalmente a elétrica, nas áreas referidas no Contrato de Concessão (conforme abaixo definido) e nas outras em que, de acordo com a legislação aplicável, for autorizada a atuar; II) estudar, elaborar, projetar, executar, explorar ou transferir planos e programas de pesquisa e desenvolvimento que visem a qualquer tipo ou forma de energia, bem como de outras atividades correlatas à tecnologia disponível, quer diretamente, quer em colaboração com órgãos estatais ou particulares; III) participar nos empreendimentos que tenham por finalidade a distribuição e o comércio de energia, principalmente a elétrica, bem como a prestação de serviços que, direta ou indiretamente, se relacionem com esse objeto, 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; prestação de 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; IV) prestar outros serviços de natureza pública ou privada, inclusive serviços de informática mediante a exploração de sua infraestrutura, com o fim de produzir receitas alternativas complementares ou acessórias; V) contribuir para a preservação do meio ambiente, no âmbito de suas atividades, bem como participar em programas sociais de interesse comunitário; VI) participar, em associação com terceiros, de empreendimentos que propiciem melhor aproveitamento de seu patrimônio imobiliário; e VII) participação em outras sociedades como sócia, acionista ou quotista.

A Companhia é a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em termos de volume de energia distribuída, conforme dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE, atualizados em dezembro de 2014. A atividade da Companhia envolve a compra e venda de energia elétrica para consumidores finais na região metropolitana da cidade de São

Em 31 de dezembro de 2014, a área de concessão da Companhia abrangia 4.526 quilômetros quadrados, incluindo a capital e outros 23 municípios da Grande São Paulo e de regiões adjacentes. Em 2012, de acordo com o IBGE, a atividade econômica dentro da área de concessão da Companhia representava aproximadamente 16,1% do produto interno bruto brasileiro e continha uma população estimada em aproximadamente 17,6 milhões de habitantes. A rede da Companhia consiste em 152 subestações de distribuição de energia, com uma capacidade de transformação de 13.999 mega volt ampère (MVA), 1.804,6 km de linhas de sub-transmissão de 138kV e 88kV, uma rede de distribuição com extensão de 41.497 km de circuitos aéreos e 2.532 km de circuitos subterrâneos.

O processo de distribuição de energia elétrica realizado pela Companhia em sua área de concessão consiste na transferência da energia para consumidores por meio de sistemas de distribuição, conforme apresentados a seguir.

As tabelas abaixo apresentam algumas das principais informações operacionais da Companhia para os períodos indicados.

### Mercado Faturado – GWh

Classes	2015		2014		2013		2012	
Residencial	2.594	29%	2.812	30%	2.516	28%	2.416	27%
Comercial	1.255	14%	1.340	14%	1.228	14%	1.249	14%
Industrial	1.886	21%	2.062	22%	2.086	23%	2.346	26%
Livres <sup>(1)</sup>	1.057	12%	1.108	12%	1.049	12%	737	8%
Outros <sup>(2)</sup>	2.078	23%	2.209	23%	2.097	23%	2.107	24%
<b>Total</b>	<b>8.870</b>	<b>100%</b>	<b>9.530</b>	<b>100%</b>	<b>8.976</b>	<b>100%</b>	<b>8.855</b>	<b>100%</b>
Industrial Total	2.903	33%	3.132	33%	3.106	35%	3.079	35%

### Número de unidades consumidoras

Classes	2015		2014		2013		2012	
Residencial	1.100.385	84%	1.082.787	84%	1.055.942	84%	1.027.167	84%
Comercial	85.241	7%	85.568	7%	85.807	7%	85.748	7%
Industrial	7.590	1%	7.839	1%	8.035	1%	8.175	1%
Livres <sup>(1)</sup>	58	0%	58	0%	54	0%	29	0%
Outros <sup>(2)</sup>	114.994	9%	119.446	9%	120.548	9%	118.999	9%
<b>Total</b>	<b>1.308.268</b>	<b>100%</b>	<b>1.295.698</b>	<b>100%</b>	<b>1.270.386</b>	<b>100%</b>	<b>1.240.118</b>	<b>100%</b>

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

<sup>1</sup> “Livres” são os clientes livres que compram energia de outros participantes do mercado fora do ambiente regulado, mas cujas instalações estão conectadas diretamente à rede de distribuição de energia elétrica da Companhia.

<sup>2</sup> “Outros” significa consumidores rurais, poderes públicos federal, estadual e municipal, iluminação pública e serviço público.

A Companhia adquire praticamente toda a energia por ela distribuída por meio de (i) obrigação de compra de energia de Itaipu; e (ii) contratos de longo prazo celebrados com geradores através dos leilões públicos de energia elétrica promovidos pelo Poder Concedente. Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia adquiriu a energia necessária ao atendimento de seu mercado das seguintes fontes:

	2015		2014		2013	
	GWh	% de energia elétrica adquirida	GWh	% de energia elétrica adquirida	GWh	% de energia elétrica adquirida
Itaipu	1.987	22,2%	2.085	22,1%	2.085	22,7%
Leilões CCEAR	6.889	77,0%	6.503	68,8%	6.441	70,2%
Proinfa	208	2,3%	201	2,1%	209	2,3%
Compra CCEE	-133	-1,5%	665	7,0%	434	4,7%
<b>Total</b>	<b>8.951</b>	<b>100,0%</b>	<b>9.454</b>	<b>100,0%</b>	<b>9.169</b>	<b>100,0%</b>

Para mais informações acerca da compra de energia elétrica e dos acordos de fornecimento de energia mantidos pela Companhia, vide itens 7.3 “a” e “e” deste Formulário de Referência.

Uma vez adquirida a energia, a Companhia distribui para todas as suas áreas de concessão, por meio de sistemas de distribuição, conforme apresentados no item 7.3 “b” deste Formulário de Referência.

Em troca do serviço prestado, a Companhia cobra tarifas, de acordo com o Contrato de Concessão e com a regulamentação estabelecida pela Aneel.

O negócio da Companhia, incluindo os serviços fornecidos e as tarifas cobradas, está sujeito à regulamentação da ANEEL e do Ministério de Minas e Energia (“MME”). A Companhia também está sujeita aos termos de seu Contrato de Concessão. Para informações sobre os efeitos da regulação estatal sobre as atividades da Companhia sumariamente descritas acima, veja o item 7.5 deste Formulário de Referência.

## 7.2 - Informações sobre segmentos operacionais

A Companhia possui um único segmento operacional passível de reporte em suas demonstrações financeiras, qual seja, a distribuição de energia elétrica. A atividade de distribuição de energia da Companhia é realizada de acordo com um contrato de concessão firmado com a União por intermédio da ANEEL, com vigência até 2027, sendo que as concessões existentes poderão ser renovadas em acordo com o Poder Concedente, por igual período. De acordo com as regras vigentes para a concessão da AES Sul, a distribuidora não pode desenvolver outras atividades operacionais e/ou deter participações em controladas e coligadas. Desta forma, os investimentos da Companhia consistem basicamente em expansão e manutenção de seus ativos para prestação do serviço de distribuição em sua área de concessão.

### **a. produtos e serviços comercializados**

A Companhia possui um único segmento operacional passível de reporte em suas demonstrações financeiras, qual seja, a distribuição de energia elétrica. A atividade de distribuição de energia da Companhia é realizada de acordo com um contrato de concessão firmado com a União por intermédio da ANEEL, com vigência até 2027, sendo que as concessões existentes poderão ser renovadas em acordo com o Poder Concedente, por igual período. De acordo, com as regras vigentes para a concessão da AES Sul, a distribuidora não pode desenvolver outras atividades operacionais e/ou deter participações em controladas e coligadas. Desta forma, os investimentos da Companhia consistem basicamente em expansão e manutenção de seus ativos para prestação do serviço de distribuição em sua área de concessão.

### **b. receita proveniente do segmento e sua participação na receita líquida da Companhia**

Em 2015, a Companhia registrou receita líquida de R\$ 3.265,7 milhões, oriunda da distribuição de 8.870 GWh de energia elétrica para aproximadamente 1,31 milhão de clientes (incluindo a receita da disponibilização da rede de distribuição para consumidores livres). Em 2014, a Companhia registrou receita líquida de R\$ 2.679,3 milhões, oriunda da distribuição de 9.530 GWh de energia elétrica para aproximadamente 1,3 milhão de clientes (incluindo a receita da disponibilização da rede de distribuição para consumidores livres). Em 2013, a Companhia registrou receita líquida de R\$ 2.072,9 milhões, oriunda da distribuição de 8.976 GWh de energia elétrica para aproximadamente 1,3 milhão de clientes (incluindo a receita da disponibilização da rede de distribuição para consumidores livres).

### **c. lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido da Companhia**

A segregação do lucro ou prejuízo por segmentos de atuação não é aplicável, considerando que as receitas da Companhia advêm de um único segmento, qual seja, a distribuição de energia elétrica. De toda forma, a tabela abaixo demonstra o lucro líquido da Companhia nos períodos indicados:

<b>Exercício social encerrado em 31 de dezembro de:</b>			
<b>R\$ milhões</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
Lucro (Prejuízo) líquido	(4,9)	210,8	(20,1)

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

### a. características do processo de produção

A Companhia não produz a energia que distribui. A Companhia adquire toda a sua energia por meio de (i) quotas de compra de energia de Itaipu e Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA); (ii) cotas de garantia física (CCGF); (iii) cota de Angra I e II e (iv) compra em leilões de energia (CCEAR).

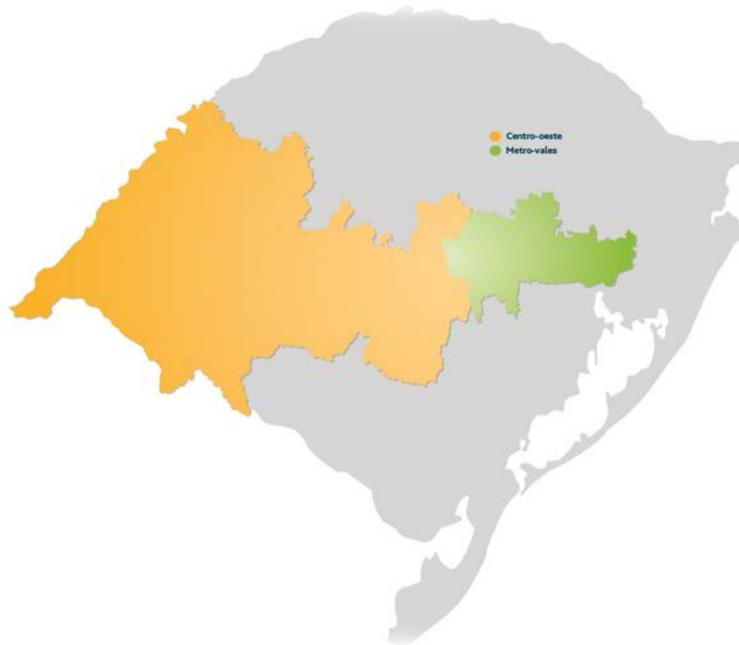
Para uma descrição da relação mantida entre a Companhia e os seus fornecedores, vide item 7.3 “e” deste Formulário de Referência. Para informações sobre os efeitos relevantes da regulação estatal no processo de compra de energia pela Companhia, vide item 7.5 deste Formulário de Referência.

### b. características do processo de distribuição

#### Área de Concessão e Processo de Distribuição de Energia

A área de concessão da Companhia compreende 99.512 km<sup>2</sup>, na região Centro-Oeste do Estado do Rio Grande do Sul que se estende por 118 municípios, desde a região metropolitana de Porto Alegre até a fronteira com a Argentina, nas cidades de Uruguaiana e São Borja, e com o Uruguai, na cidade de Santana do Livramento.

O mapa abaixo demonstra a área de concessão da Companhia:



A companhia distribui energia numa área de concessão que engloba aproximadamente 1,7% da população do Brasil, segundo dados do IBGE de 2010, data em que foram divulgadas as últimas informações sobre o Produto Interno Bruto (PIB) por município. Em 2013, data em que as últimas informações foram divulgadas pelo IBGE sobre o Produto Interno Bruto (PIB) por município, a atividade econômica dentro da área de concessão da Companhia representava aproximadamente 1,8% do Produto Interno Bruto brasileiro, e continha uma população estimada de, aproximadamente, 3,5 milhões de pessoas

O processo de distribuição de energia elétrica realizado pela Companhia em sua área de concessão consiste na transferência da energia para consumidores por meio de sistemas de distribuição, conforme apresentados a seguir.

#### Transmissão

O sistema nacional de transmissão, em tensões iguais ou superiores a 230 kV, possibilita a integração das instalações de geração existentes aos sistemas elétricos das concessionárias de distribuição. Realiza a transferência em grande volume de energia em tensões de 230kV ou superiores a partir de instalações de geração e subestações de energia para os sistemas de subtransmissão

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

e distribuição por meio de uma rede de transmissão. Tal sistema é composto pelas linhas de transmissão e subestações das concessionárias de transmissão nacionais.

A maior parte da energia comprada pela Companhia é de usinas localizadas em pontos distantes da sua área de concessão e essa energia é transportada através do sistema de transmissão composto por linhas de transmissão e outros equipamentos de alta tensão, com tensões iguais ou superiores a 230 kV, de propriedade das empresas transmissoras. No Rio Grande do Sul, as instalações de transmissão são basicamente de propriedade da Companhia Estadual de Energia Elétrica – Geração e Transmissão (CEEE-GT) e da Eletrosul.

#### **Subtransmissão (230kV, 138kV e 69kV)**

Subtransmissão é a transferência em grande volume de energia que foi transformada de tensões de 230kV ou superiores para tensões de 138kV ou 69kV a partir de sistemas de transmissão para os sistemas de distribuição.

O sistema de subtransmissão existente na área de concessão da AES Sul é basicamente radial e composto por 2.048,23 km de linhas áreas de propriedade da Companhia. Essas linhas de subtransmissão operam nas tensões de 230 kV, 138 kV e 69 kV.

Nessas linhas de subtransmissão estão conectadas 60 subestações de propriedade da AES Sul, cuja potência instalada é de 1.920,13 MVA. Todas as subestações são destinadas ao atendimento do mercado da AES Sul e fazem o rebaixamento da tensão de subtransmissão para o sistema de Média Tensão em 13,8kV ou 23,1 kV.

Anualmente, a Companhia realiza estudos de expansão de seu sistema elétrico com o objetivo de garantir o atendimento de seu mercado de energia, com qualidade e continuidade exigidas pelas regulamentações do setor elétrico. Nesses estudos são analisados todos os pontos do sistema elétrico que poderão ter algum tipo de restrição de atendimento em função do crescimento do mercado consumidor de energia e para cada uma delas são definidas as obras necessárias à eliminação dessas restrições. Estes estudos são realizados em consonância com os estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no que diz respeito, respectivamente, às expectativas de crescimento da demanda e planos de expansão da rede básica de transmissão e/ou plantas de geração de energia elétrica.

Como característica geral, o sistema elétrico da AES Sul é radial, desde o sistema de baixa tensão até o sistema de subtransmissão. Trata-se de um sistema elétrico de médio porte que atende tanto às áreas urbanas densamente povoadas, bem como áreas rurais de baixíssima densidade demográfica e de carga. O atendimento a essas áreas de baixa densidade de carga apresenta custos marginais de construção, operação e manutenção mais elevados em relação às áreas urbanas. Além disso, há ainda fortes sazonalidades na área de concessão da Companhia, sendo que a mais acentuada delas está na região da Fronteira-Oeste, onde há significativa concentração de lavouras de arroz. Nesta região, as demandas máximas são verificadas no período de verão e levam o sistema elétrico a operar próximo de sua capacidade nominal e com importante folga nos demais períodos. Abaixo são descritos, sucintamente, os sistemas elétricos da Companhia em 31 de dezembro de 2015.

A Companhia possui duas linhas de transmissão em 230 kV, que somam aproximadamente 19,9 km de extensão, que atua como se fosse de subtransmissão, na medida em que atende a dois clientes.

#### **Distribuição (13,8kV e 23kV)**

Distribuição é a transferência de energia que foi transformada de tensões de 138kV ou 69kV para tensões de 23,1kV ou 13.8kV, ou inferiores a partir do sistema de subtransmissão a clientes finais. Os sistemas de subtransmissão e distribuição da Companhia são integrados à rede de transmissão para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, que serve aproximadamente 75,0% do mercado brasileiro de energia, incluindo sua área de concessão.

O sistema de Média Tensão é composto por 43.459 km de redes aéreas de média tensão, divididos em 449 alimentadores de distribuição (circuitos primários). Nesses alimentadores estão conectados 61.586 transformadores de distribuição, os quais suprem os circuitos da Baixa Tensão (circuitos secundários).

O sistema de Baixa Tensão é constituído de 21.253 km de redes aéreas e opera nas tensões de 220/127V ou 380/220V. Nas áreas urbanas esses sistemas de Baixa Tensão são tipicamente trifásicos e nas áreas rurais são normalmente monofásicos e supridos por um sistema de média tensão também monofásico (sistema Monofásico com Retorno por Terra - MRT).

#### **Subestação Móvel**

Além do sistema elétrico descrito, a AES Sul possui uma subestação móvel de 25MVA que pode ser conectada nas tensões 69kV ou 138kV e tem a capacidade de fazer o rebaixamento, para a Média Tensão, em 13,8kV ou 23,1kV. Esta subestação móvel é utilizada

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

em situações de contingência ou quando há necessidade de grandes obras nas subestações. Com a mesma finalidade a Companhia possui, ainda, um transformador móvel de 30MVA e mesmas tensões (69kV-138kV / 13,8kV-23,1kV).

#### Planos de Contingência

A Companhia possui planos de contingência apropriados para as diversas potenciais situações de falhas que podem ocorrer no sistema de distribuição de energia elétrica. Por exemplo, para situações de contingência em transformadores de potência instalados nas subestações, há planos de manobras de carga previamente elaborados para as diversas situações e estes servem de base para o treinamento das equipes de operação do sistema. Desta forma, as manobras de carga são realizadas no menor tempo possível evitando ao máximo os transtornos decorrentes de uma pane em subestações. Igualmente em nível de média e baixa tensão os planos de contingência são elaborados tanto para situações normais de operação quanto para situações em que a adversidade atmosférica implique em grande volume de interrupções. São acompanhados em tempo real os circuitos e transformadores desenergizados, sua localização e o número de clientes sem energia. Isto permite direcionar o esforço das equipes de manutenção para as situações mais críticas e que envolvem o maior número de clientes ou para situações de risco de acidente elétrico concreto, conforme o caso. Da mesma forma, via convênio com centros de pesquisa climáticas, acompanha-se em tempo real a evolução de eventuais tempestades que possam exigir ações específicas como realocação de equipes para determinadas áreas.

A manutenção e expansão da rede de distribuição da Companhia em geral exigem a construção de novas instalações, a instalação de novos equipamentos e a reforma das redes existentes. Esta expansão pode sofrer atrasos por diversas razões, inclusive problemas ambientais e de engenharia imprevistos. Entretanto, eventuais perdas resultantes de insuficiências na rede de distribuição da Companhia devido a atrasos na construção e instalação de equipamentos são em geral reduzidas, porque seu sistema de distribuição está projetado para suportar sobrecargas temporárias dentro de limites pré-definidos e monitorados, e seus planos de manutenção e expansão em geral contemplam soluções de construção alternativas.

#### Investimentos em Serviços ao Consumidor, Expansão e Melhoria

Nos últimos anos a AES Sul realizou níveis de investimento em serviços ao consumidor, expansão e melhoria da rede elétrica, adequados ao atendimento do mercado consumidor com a qualidade requerida no fornecimento de energia.

No ano de 2012, a Companhia investiu R\$ 323,8 milhões em serviços ao consumidor, manutenção e expansão do seu sistema. Em 2013, esse investimento foi de R\$ 253,9 milhões enquanto que em 2014 alcançou R\$ 187,9 milhões.

#### Principais Investimentos em 2015

- Expansão do Sistema e Serviços ao Consumidor: foram investidos R\$ 99,8 milhões, destacando-se na expansão do sistema, os investimentos para as obras de implantação da nova Subestação Bom Princípio, Nova Subestação Portão, ampliação da subestação Agudo, ampliação da subestação São Sebastião do Caí, ampliação da subestação Jaguarí, ampliação da subestação Santiago, nova Linha de Distribuição de 138kV São Sebastião do Caí – Bom Princípio, reforma da Linha de Distribuição Esteio - Cachoeirinha. O investimento em serviços ao consumidor atendeu à adição de 37 mil clientes em 2015.
- Confiabilidade do sistema: foram investidos R\$ 89,7 milhões, principalmente na substituição de postes, modernização de linhas de distribuição e subestações, e aquisição e substituição de equipamentos de campo.

Investimentos - R\$ milhões	2013	2014	2015
Serviço ao Cliente e Expansão do Sistema	144,9	89,7	99,8
Confiabilidade operacional	109,0	97,1	89,7
Recuperação de Perdas	0,1	1,1	0,3
Tecnologia da Informação	4,7	3,1	6,9
Outros	6,7	6,9	9,0
<b>Total (c/ recursos próprios)</b>	<b>265,4</b>	<b>197,9</b>	<b>205,7</b>
Financiado pelo cliente	11,9	8,6	8,4
<b>Subtotal</b>	<b>277,3</b>	<b>206,5</b>	<b>214,1</b>

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

Para mais informações sobre investimentos realizados pela Companhia na manutenção e expansão de sua rede, vide item 10.10 deste Formulário de Referência.

#### Desempenho do Sistema de Distribuição

A tabela a seguir mostra informações a respeito das perdas de energia elétrica da Companhia, não incluindo perdas de transmissão (rede básica) relacionadas à sua rede, e a frequência e duração equivalente de interrupções de energia por cliente por ano e ainda o tempo médio de atendimento (TMA), nos períodos indicados:

Indicadores de Desempenho	2013	2014	2015
Perdas Técnicas	7,31%	8,76%	8,12%
Perdas Comerciais	0,96%	0,97%	1,06%
Total de perdas de energia elétrica	8,27%	8,76%	9,18%
<b>Interrupções</b>			
Frequência de interrupções por clientes por ano (em	8,42	7,42	8,88
Duração média de interrupções por cliente por ano (em	14,11	14,08	17,76
TMA - Tempo médio de atendimento (em horas)	03:54	03:28	10:00

#### Perdas de Energia

Costuma-se classificar as perdas de energia em dois tipos: técnicas e não técnicas. Essas últimas ainda se subdividem em comerciais e administrativas. As técnicas são aquelas que ocorrem no curso regular da distribuição de energia da Companhia (perdas por aquecimento), incluindo perdas em todos os equipamentos e rede elétrica, enquanto as comerciais resultam de ligações ilegais e furto e as administrativas resultam de erros de cadastro e medição.

As perdas técnicas da Companhia são calculadas através de um software desenvolvido pelo núcleo de estudos da Universidade de São Paulo (USP) e que atualmente é comercializado pela Daimon. O sistema utiliza os dados técnicos da rede e as medidas de demanda e consumo de energia elétrica para realizar os cálculos necessários. As perdas totais são calculadas considerando-se o total de suprimento de energia medido na fronteira da rede elétrica da Companhia com a da rede de transmissão nacional, ou seja, no ponto de medição entre a transmissora e a distribuidora de energia, nos últimos 12 meses (11.059GWh em 31 de dezembro de 2015) e deduzindo-se a parcela referente ao faturamento de todos os seus clientes, inclusive os livres, excetuando-se as energias retroativas faturadas relativas à recuperação de fraudes. O total de perdas é um percentual desse montante, deduzindo-se energias retroativas faturadas relativas à recuperação de fraudes e, a partir de 2010, calculando a parcela de energia residual dos medidores (energia não-faturada). Com base nessa metodologia, a perda física apurada em 2015 foi de 9,18%, comparada a 8,76% em 2014 e 8,27% em 2013. No ano de 2015, o Brasil enfrentou o agravamento da crise econômica, evento que contribuiu negativamente no indicador de perdas da companhia. Isso pode ser constatado através do acréscimo no número de fraudes identificadas em campo neste ano, 14,6% maior em relação a 2014. O combate a perda comercial deu-se principalmente através de iniciativas como a de regularização de ligações clandestinas, substituição de medidores obsoletos, recuperação de instalações cortadas e combate a fraudes e defeitos na medição de clientes. Em complemento a estas ações está o aumento da eficácia, dos controles e da acuracidade de proteção da receita implementados no sistema comercial (SGC) em 2008, bem como a consolidação do novo sistema de seleção de inspeções (IBM SPSS Modeler), o qual lança mão de recursos de estatística preditiva para aumentar a acuracidade e previsibilidade dos furtos. Em um comparativo com as demais distribuidoras de energia do país, o índice de perdas da AES Sul é considerado baixo. Em 2014, segundo a avaliação da ABRADÉE, a AES Sul foi a segunda melhor empresa na gestão de perdas comerciais. Nos anos de 2009 a 2013 a Companhia vem se destacado neste índice, mantendo-se entre as 3 melhores empresas do Brasil na gestão de perdas.

Desde a sua privatização, a AES Sul dedicou especial atenção às perdas elétricas acompanhando de perto a sua evolução e direcionando os recursos necessários para mantê-las sob controle e em nível de benchmarking do setor elétrico brasileiro. No período de 2013 a 2015, foram realizadas aproximadamente 158 mil inspeções, identificando mais de 28,6 mil irregularidades nos sistemas de medição. Nesse período foram regularizadas 5,6 mil ligações clandestinas que estavam conectadas na rede de distribuição da concessionária sem que a energia consumida fosse faturada. Esta ação, além de combater as perdas, traz a visão de inserção social da Companhia que transforma consumidores em clientes. Além disso, a Companhia substituiu 4,0 mil medidores obsoletos. O programa de redução de perdas da AES Sul consiste em medidas relacionadas ao mapeamento da perda de energia, uso de novas tecnologias de detecção e coibição de fraudes, treinamento de equipes, disponibilização de canais de denúncias, regularização de instalações que estão consumindo energia indevidamente com a adoção do conceito de redes protegidas, blindagem de centros de medição, análise de memórias de massa de grandes consumidores, redução de perdas em iluminação Pública, convênio com a Delegacia de Repressão aos Crimes Contra o Patrimônio das Concessionárias – DRPC, que tem como objetivo principal investigar e reprimir os casos de furto de energia e cabos da rede elétrica, entre outras. Com esse programa a Companhia faturou, em média, 39,7 GWh/ano de energia retroativa e arrecadou, em média, R\$ 11,8 milhões/ano. Além disso, adicionou ao mercado da Companhia aproximadamente 176 GWh de energia nesses últimos 3 anos.

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

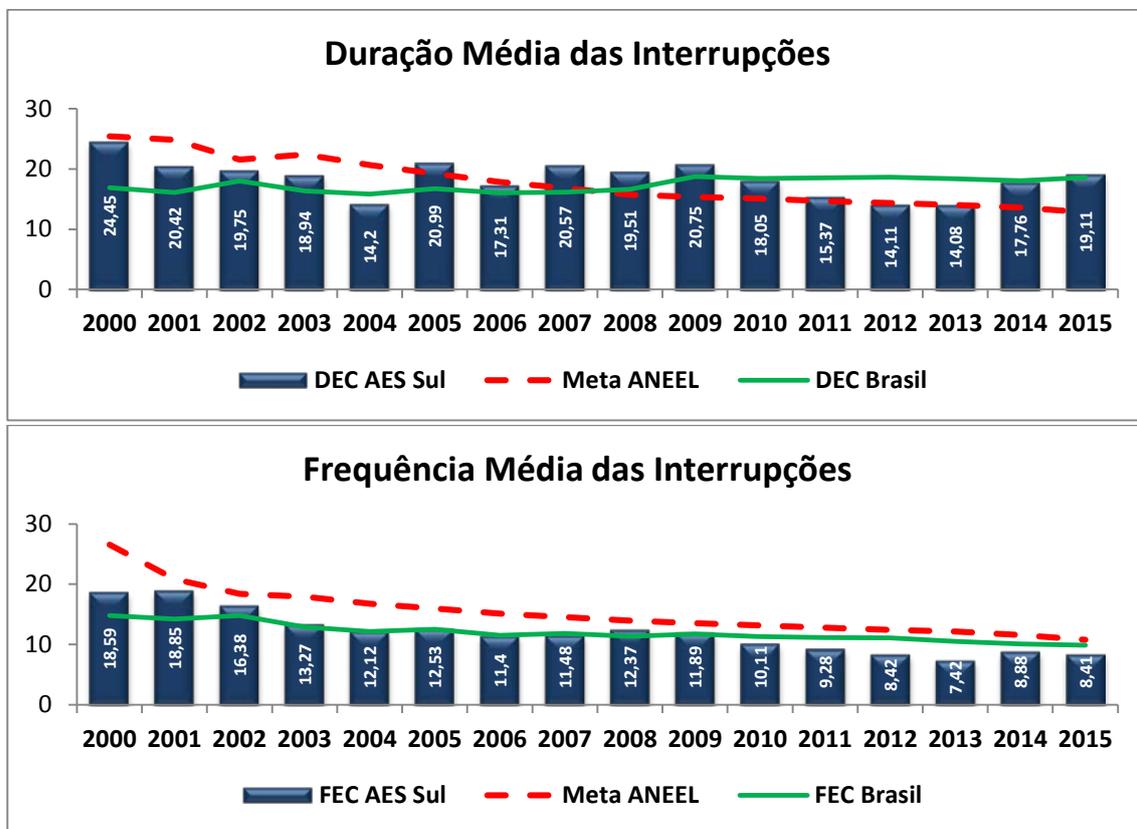
#### Interrupções de Energia

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) é o órgão do governo que regula e fiscaliza todo o setor elétrico brasileiro por meio de legislações específicas, sendo utilizados como balizadores dois principais indicadores de qualidade e confiabilidade, o DEC - Duração Equivalente por Consumidor, que indica o tempo em média que cada consumidor da distribuidora ficou sem energia elétrica no período, e o FEC - Frequência Equivalente por Consumidor, que indica em média quantas vezes no ano houve interrupções no fornecimento de energia elétrica por consumidor no período.

As principais ações implementadas pela Companhia, objetivando a melhoria destes indicadores em 2015 foram:

- Incremento da potência instalada em circuitos de distribuição existentes e instalação de novos;
- Incremento da automação, por meio da instalação de religadores digitais telecomandados, totalizando um parque de 1.221 equipamentos automatizados na distribuição;
- Investimentos em manutenção, adequação de não conformidades e ampliação da capacidade dos sistemas de subtransmissão e de distribuição;
- Intensificação do Plano de Manutenção da Distribuição nas ações de poda de árvores, instalação de espaçadores de baixa tensão e substituições de postes de madeira por postes de concreto, troca de isoladores e conexões;
- Substituição de equipamentos obsoletos que tenham impacto direto sobre o fornecimento de energia elétrica;
- Plano Safra: ações especiais aplicadas no período de novembro a março e que visam à agilização do atendimento nas regiões de safra pelo aumento significativo do consumo em função do cultivo de arroz irrigado;
- Plano de manutenções preventivas visando reduzir a interrupção de equipamentos reincidentes que já apresentaram defeitos;
- Constante monitoramento meteorológico visando à identificação de condições climáticas desfavoráveis e que possam ter impacto direto sobre o desempenho do sistema, permitindo a antecipação de estratégias de atendimento e dimensionamento de turmas de emergência;
- Trabalhos em linha viva, reduzindo o tempo e a quantidade de interrupções programadas;

Os gráficos abaixo indicam a frequência e duração de interrupção do fornecimento de energia pela Companhia em comparação com os indicadores médios no Brasil e com a meta da ANEEL:



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

Para mais informações sobre investimentos realizados pela Companhia na manutenção e expansão de sua rede, vide item 10.10 deste Formulário de Referência.

#### **Procedimentos de Faturamento**

As tarifas que a Companhia cobra pela distribuição de energia a consumidores finais são determinadas de acordo com o seu Contrato de Concessão, bem como de acordo com a regulamentação estabelecida pela ANEEL a esse respeito. O Contrato de Concessão da Companhia e a regulamentação estabelecem um teto para as tarifas e preveem ajustes anuais, periódicos e extraordinários.

Para determinar as tarifas aplicáveis, cada cliente é colocado em um grupo específico de tarifa, definido por lei. Os clientes da Companhia são faturados de acordo com as seguintes tarifas: Grupos A e Grupo B.

Clientes do Grupo A são aqueles que recebem energia com tensão de alimentação a partir de 2,3 kV ou mais, com a característica de possuírem Cabine Primária (Média Tensão) ou Estação de Transformação (Alta Tensão). O Grupo A é dividido em subgrupos (A1, A2, A3 e A4) para cada tipo de tarifa. No tipo de tarifa convencional aplicam-se a tarifa correspondente a esse grupo tanto para consumo e demanda independente do horário ou dia do mês.

No tipo de tarifa horária Azul e Verde leva-se em conta o horário (consumo de ponta e fora de ponta) em que a energia é consumida. O horário de ponta é o período definido pela Companhia e composto por três horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais, considerando as características do seu sistema elétrico.

Adicionalmente, existem os clientes classificados como Grupo B que, por sua vez, são aqueles que recebem energia com tensão de alimentação inferior a 2,3 kV (Tensão Nominal de 115 / 230 V), sendo esse grupo de clientes subdividido em: residencial, residencial baixa renda, rural, comércio e serviços, industrial, poderes públicos, serviços públicos e iluminação pública, tendo cada um dos subgrupos uma tarifa específica.

Os clientes enquadrados como Residencial Baixa Renda, possuem uma tarifa escalonada por faixa de consumo, e para os demais subgrupos aplicam-se a correspondente tarifa única.

As leituras de medidores do Grupo A e Grupo B, localizados em área urbana, são realizadas mensalmente e as leituras dos medidores do Grupo B, localizados em área rural são realizadas trimestralmente. A emissão das faturas é realizada mensalmente para todos os clientes. O faturamento ocorre a partir das leituras executadas ou com base no consumo estimado. A apresentação das faturas ocorre um dia útil após data da leitura para o Grupo A e dois dias úteis após a data da leitura para os clientes do Grupo B, ambos com vencimento em cinco dias úteis após a data da apresentação da fatura.

Em caso de inadimplência dos clientes, um conjunto de ações de cobrança é desencadeado de forma automática pelo Sistema de Gestão Comercial (SGC). As principais ações realizadas incluem o envio notificação de débitos através de SMS, que ocorre antes da suspensão do fornecimento de energia. Após o vencimento, ocorre o envio de registro dos inadimplentes para inclusão na base de dados das instituições de proteção ao crédito (SCPC e SERASA), de acordo com estratégia definida por segmento de valor e tipo de cliente. Para os clientes pertencentes ao Grupo B, uma notificação de falta de pagamento é incluída na fatura do mês subsequente enviada ao cliente, na qual é informado que após o prazo de 15 dias, não ocorrendo o pagamento, a unidade consumidora estará sujeita a suspensão do fornecimento de energia elétrica. Clientes pertencentes ao Grupo A, em caso de inadimplência, recebem uma notificação em até quatro dias úteis após a data de vencimento, na qual é informado que após o prazo de 15 dias e não ocorrendo o pagamento, a unidade consumidora estará sujeita a suspensão do fornecimento de energia elétrica. Através de um processo automatizado, o Sistema de Gestão Comercial (SGC), identifica as unidades consumidoras passíveis de suspensão do fornecimento de energia devido à inadimplência e gera ordens de serviço para a execução da suspensão, que é realizada com base na capacidade de execução das equipes e busca da melhor logística versus montante de dívida. A empresa mantém, ainda, contrato com empresas terceiras, especializadas em cobrança, para as quais são enviados automaticamente, os débitos de clientes que permanecem inadimplentes após a rescisão contratual.

A Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD) da Companhia, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2013, 31 de dezembro de 2014, 31 de dezembro de 2015 foi, respectivamente, de R\$ 1,4 milhão, -R\$ 17,6 milhões e R\$11 milhões. Em comparação com a receita bruta de cada um desses exercícios esses incrementos de PCLD representaram, respectivamente, 0,1%, 0,5% e -0,2%.

Para mais informações sobre as regras que regem as tarifas praticadas pela Companhia, bem como sobre as metodologias de reajuste e revisão dessas tarifas, vide item 7.5 deste Formulário de Referência.

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

#### Sistemas Computacionais

A AES Sul possui em sua estrutura organizacional uma Coordenação de Tecnologia da Informação, subordinada à Gerência de Sistemas Corporativos AES Brasil, que trabalha de forma integrada com todas as áreas de tecnologia da informação das empresas do Grupo AES, em especial mas não só, no Brasil. O objetivo é assegurar a sinergia e a integração entre os diversos sistemas, suportando as tomadas de decisões.

A Segurança da Informação é um tema de extrema relevância para todas as empresas da AES Brasil. As principais diretrizes estão declaradas na Política Individual de Segurança da Informação, formalmente aprovada pelo Conselho de Administração da Empresa.

A gestão das iniciativas sobre segurança da informação é realizada por uma equipe especializada em GRC (Governance, Risk and Compliance) de forma a garantir que o planejamento estratégico de Segurança da Informação esteja alinhado aos objetivos organizacionais. Está sob sua responsabilidade gerir a conformidade do ambiente tecnológico com as políticas e demandas regulatórias.

O ciclo de vida dos acessos dos colaboradores da AES Brasil aos ambientes tecnológicos é controlado por um sistema de gestão de identidade integrado ao sistema de recursos humanos da empresa.

Diante do cenário de sofisticação das ameaças cibernéticas foi criado em 2013 o Programa de Segurança Cibernética da AES Brasil alinhado aos objetivos estratégicos da AES Corporate com foco em (i) manter a segurança do ambiente tecnológico, (ii) definir e constantemente simular as estratégias de resposta a incidentes e (iii) aumentar o nível de conscientização dos colaboradores próprios e terceiros sobre o tema.

Além de contar com um grupo de profissionais próprios qualificados, a empresa utiliza extensivamente o suporte de empresas especializadas em serviços de infraestrutura e desenvolvimento de sistemas. As práticas adotadas pela área de Tecnologia da Informação (TI) estão alinhadas com os frameworks internacionais de governança de TI, tais como Control Objectives for Information and Related Technology (COBIT), Information Technology Infrastructure Library (ITIL), ISO 27002, PMBoK (Project Management Body of Knowledge), RUP (Rational Unified Process) e outras.

A AES Sul dispõe, atualmente, mais de 70 sistemas de aplicação, compreendendo desde soluções de mercado até sistemas proprietários. Entre estes sistemas destaca-se o SAP R/3 (Sistema de Gestão Integrada), Geographic Information System (GIS) que dá suporte ao georreferenciamento de ativos elétricos da Empresa, Sistema de Gestão Comercial (SGC) e Sistema de Gestão de Incidências (SGI). Alguns sistemas são considerados extremamente críticos pelo fato de suportarem serviços de atendimento aos clientes, tais como os sistemas SGI e SGC e por isso merecem especial atenção e disponibilidade permanente de equipe apta a intervir em caso de falha.

A área de Tecnologia da Informação, em conjunto com as áreas de negócio da Empresa, implantou em outubro de 2008 o Projeto Gestão de Ativos Fixos (GAFIX), que visa garantir o sincronismo dos ativos físicos instalados em campo, registrados no sistema GIS, com os registros contábeis (SAP R/3) através de integração via plataforma SAP Net Weaver, com excelente relação custo-benefício. O produto final é uma solução integrada para o gerenciamento de obras de construção e manutenção de redes elétricas. Através desta solução os usuários elaboram os projetos elétricos de forma gráfica via Designer, que é a ferramenta de projetos do GIS, realizando automaticamente consultas ao SAP R/3, para a geração das relações de materiais e serviços, estimativas de custos, além de um pré-cadastro, mantendo as bases, física e contábil, atualizadas atendendo a regulamentação do setor elétrico. A Empresa foi pioneira no setor elétrico em integrar estes sistemas.

Em 2009, foi disponibilizado para todos os níveis da empresa, um aplicativo que permite o acompanhamento da situação da empresa em tempo real através de indicadores. Via esse aplicativo podem ser disponibilizados quaisquer indicadores que se queira monitorar agindo como um efetivo painel de controle. Destaca-se que através desse painel, são acompanhadas em tempo real as condições meteorológicas, as interrupções de energia indicando quantos transformadores e circuitos estão desenergizados, onde estão localizados e quantos clientes estão sem energia. Dispõe ainda de informações sobre o volume de chamadas direcionadas ao Call Center que é um importante indicador instantâneo do comportamento dos clientes ante o desempenho da Empresa.

Em 2010 a empresa disponibilizou um portal de indicadores com informações relativas ao Projeto GAFIX – Gestão de Ativos Fixos, obtidos a partir de um sistema de Business Intelligence (BI) que é o módulo Business Warehouse (BW) do SAP/R3. Da mesma forma, informações relativas ao mercado de consumo de energia elétrica podem ser integradas a partir do sistema de BI Cognos (IBM) utilizado para analisar e projetar o mercado de consumo de energia elétrica. A utilização desses sistemas garante a disponibilização de informações gerenciais estratégicas e que permite à administração tomar as medidas corretivas necessárias no caso de eventuais desvios em relação aos objetivos planejados.

Ainda em 2010, a empresa implementou a Gestão Integrada de Ordens de Serviço, plataforma tecnológica que conectou as equipes em campo, via PDAs, e a gestão central de todos os serviços comerciais relevantes aos clientes, via um novo sistema georreferenciado de informação, o SGS (Sistema de Gestão de Serviços), automatizando o despacho de todas as Ordens de Serviço Comerciais, em plataforma única, permitindo maior controle e produtividade das equipes em campo. Em outra inovação tecnológica, o Fórum de

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

Inovação, a AES Sul construiu ferramenta de colaboração para captura de novas ideias entre todos os colaboradores que, orientadas pelos objetivos estratégicos, tornam-se potenciais projetos viáveis e reais, ampliando a cultura de melhoria contínua da empresa.

A AES Sul investiu significativamente na sua plataforma de Internet voltada ao relacionamento com os clientes. Entre 2010 e 2012, foi mudado o conceito de atendimento para relacionamento na tecnologia que implementou a Loja Virtual. O conceito de Internet Banking foi implementado e, em 2011, disponibilizando a Loja Virtual, dando maior agilidade e rapidez no atendimento dos serviços oferecidos através do site da empresa na Internet, via WEB, smartphones e tablets.

A função estratégica de TI tem sido igualmente objeto de evoluções. Em 2012, um novo processo de gestão integrada das demandas de TI passou a permitir uma análise mais apurada e criteriosa da utilização de recursos humanos e financeiros na realização dos investimentos em tecnologias. A reorientação estratégica passa pela gestão do conhecimento, pela gestão de projetos orientada a processos de negócios, por uma nova arquitetura tecnológica (BPM e SOA) de apoio ao modelo de excelência e estratégia de negócios da empresa.

Em 2013, o SAP R/3 foi atualizado para última versão disponibilizada pela SAP, garantindo a continuidade da evolução do negócio bem como a adequação às legislações vigentes do setor. Em 2014, a construção de outros importantes sistemas, tais como, Sistema de Gestão de Podas, Inspeção de Segurança e Site do Eletricista, deram da mesma forma aporte tecnológico a processos importantes da empresa. Em 2015, complementando o Projeto GAFIX, implantando em 2008, outro conjunto de indicadores referentes aos ativos da empresa, estão sendo implantado para dar maior robustez a gestão e atendimento a ISO 55001.

Para suportar os ambientes listados acima, a AES Sul possui uma infraestrutura bastante robusta. Os principais sistemas ficam hospedados em um Datacenter em São Paulo, garantindo estabilidade e redundância dos principais componentes de refrigeração, controle de acesso, energia, entre outros. Nesse contexto, a AES Sul tem feito investimentos na atualização e modernização de sua infraestrutura, incluindo redes e telecom, com projetos inovadores tais como Telepresence, Comunicação Colaborativa e Monitoração de Aplicações Corporativas com foco no usuário.

#### ***c. características do mercado de atuação***

Para maiores informações sobre características gerais do mercado de atuação, veja o item deste Formulário de Referência.

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

O Contrato de Concessão da Companhia prevê exclusividade para a distribuição de energia dentro de sua área de concessão (monopólio natural da rede de distribuição), não se incluindo aí a venda de energia para os clientes livres. A legislação do setor elétrico prevê que, sob determinadas condições, alguns de seus clientes possam se tornar consumidores livres, adquirindo energia elétrica diretamente de geradoras ou comercializadoras de energia. O preço de compra de energia (commodity) no Ambiente de Contratação Livre (ACL) é negociado diretamente entre as partes e paga diretamente ao fornecedor. Caso o cliente que opte pelo mercado livre esteja conectado ao sistema de distribuição ou subtransmissão da Companhia, pagará a esta, mensalmente, os encargos setoriais inerentes. Se estiver conectado à rede básica, deverá pagar a transmissora a TUST. Essas tarifas representam a remuneração do capital investido nas linhas e redes e a reposição dos custos operacionais e de manutenção das mesmas.

A migração de clientes para o mercado livre se intensificou após a racionalização do uso de energia elétrica em 2001/2002 devido à redução dos preços no mercado livre em função da sobreoferta de energia então verificada. O retorno ao mercado cativo somente pode ocorrer cinco anos após a comunicação formal dessa intenção por parte do cliente à Companhia ou em prazo menor, a critério da concessionária. Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia possuía 58 clientes em sua área de concessão e conectados ao sistema de distribuição que compravam energia de outros fornecedores e que pagam à Companhia a TUSD e os encargos setoriais que lhes cabem. Para mais informações sobre este tópico veja o item 4.1 h "Fatores de Risco – Relacionados à Regulação dos Setores da Economia Onde Atua". A Companhia pode mitigar a perda financeira através da redução do contrato de compra de energia de apenas o volume de energia correspondente ao consumo de clientes que migraram para o mercado livre através de fonte convencional.

De forma complementar, consumidores com grande capacidade instalada podem, mediante autorização da ANEEL, migrar, às suas expensas, sua conexão para a rede básica, afetando diretamente a rentabilidade da Companhia, pois deixariam de pagar pela tarifa de uso do sistema de distribuição. Embora isso seja um risco em si, os grandes clientes da AES Sul, aptos a migrar para a rede básica já o fizeram. São os clientes do Polo Petroquímico de Triunfo. Afora estes, a Companhia possui dois clientes conectados em 230 kV, porém, este ativo é da distribuidora e os custos de operação e manutenção e a remuneração do investimento são pagos pelo cliente através de uma anuidade e não através da TUST, conforme autorizado pela ANEEL.

##### ***ii. condições de competição no mercado***

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

A Companhia não sofre concorrência no seu ramo de atividade, tendo em vista que sua prestação de serviços ocorre sob o regime de concessão. A Companhia poderá enfrentar concorrência no futuro em novo processo licitatório para renovação de tal concessão. Não obstante, a Companhia acredita ter vantagens competitivas, conforme descritas abaixo, que facilitarão o seu sucesso em eventual licitação.

Como atua em ambiente regulado, as regras de competição desse mercado são restritas, estando sujeitas a variáveis como:

Atividades Restritas: Distribuidoras participantes do Sistema Interliga do Nacional – SIN não podem (i) desenvolver atividades relacionadas à geração e transmissão de energia, (ii) vender energia a consumidores livres, (iii) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa, ou (iv) desenvolver atividades que não estejam relacionadas às suas respectivas concessões, exceto aquelas permitidas por lei ou constantes do contrato de concessão.

Eliminação do self-dealing: Uma vez que a compra de energia para consumidores cativos passou a ser realizada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a contratação entre partes relacionadas (*self-dealing*), por meio da qual as distribuidoras podiam atender até 30,0% de suas necessidades de energia por meio da aquisição de energia de empresas afiliadas, não é mais permitida, exceto no contexto dos contratos que foram devidamente aprovados pela ANEEL antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ou em função de leilões de energia em que empresas afiliadas atuem concomitantemente; e

Limitações à Participação: Em 2008, a ANEEL estabeleceu novas regras à concentração de certos serviços e atividades no setor energético, com base na Resolução 378/09. De acordo com essas regras a ANEEL analisará, quando entender pertinente, os atos e concentrações no âmbito do setor de energia.

A AES Sul está entre as 20 maiores distribuidoras privadas de energia elétrica do Brasil em termos de distribuição de energia, conforme dados da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, atualizados em dezembro de 2015, e acredita possuir um conjunto de vantagens competitivas que lhe permitem continuamente melhorar sua performance operacional e financeira e enfrentar a concorrência em futuros processos licitatórios. Dentre essas vantagens competitivas destacam-se:

Área de Concessão Diversificada e com Potencial de Desenvolvimento. A Companhia fornece energia elétrica para 1,3 milhão de unidades consumidoras em uma área de concessão com aproximadamente 3,5 milhões de habitantes, abrangendo a região Centro-Oeste do Estado do Rio Grande do Sul, em um total de 118 municípios que vão desde a região metropolitana de Porto Alegre até a fronteira com a Argentina e o Uruguai, no oeste do Estado. De acordo com o IBGE, em 2013, data em que foram divulgadas as últimas informações de PIB por município, a área de concessão da Companhia representava 1,8% do PIB brasileiro e 30% do PIB do Rio Grande do Sul.

Base de Clientes Diversificada, Crescente e Clientes Satisfeitos. A base de clientes da Companhia tem crescido gradativamente desde a privatização, em outubro de 1997. Em 2015, foram adicionados 12,6 mil clientes, em 2014, 25,3 mil clientes e, em 2013, 30,2 mil. Em 2014, 308% da energia elétrica transmitida na rede de distribuição da Companhia destinou-se a atender a demanda de seus clientes residenciais, 22% a clientes industriais, 14% a clientes comerciais, 12% a clientes livres que pagam TUSD e 23% de outros clientes.

Administração Experiente. Conforme entendimento da Companhia, os conselheiros e diretores da Companhia possuem vasta experiência no segmento de distribuição e geração de energia elétrica, tanto no setor privado como no público.

Acionistas Importantes e Comprometidos. A Companhia possui como acionista indireta a The AES Corporation (“AES Corporation”), que é uma companhia global que atua na geração e distribuição de energia elétrica. Conforme ranking patrocinado pela revista Fortune, a AES Corporation está listada entre as 200 maiores empresas dos Estados Unidos. Em 2015, detinha e operava mais de US\$37 bilhões em ativos em 18 países, fornecendo aproximadamente 36 MW de capacidade de geração, e contando com 8 distribuidoras de energia elétrica. A AES Corporation investe ativamente no Brasil desde 1996 e tem um forte comprometimento com seus negócios na América Latina. A AES Corporation pretende continuar focada na consolidação de suas atividades na região. A Companhia acredita que o conhecimento técnico e operacional e a importância dos seus acionistas proporcionam vantagens significativas na administração de suas operações.

Serviço de Alta Qualidade e Confiança. A Companhia acredita fornecer um serviço de alta qualidade e uma grande variedade de serviços de valor agregado para seus clientes, como programas de eficiência energética, gerenciamento de carga e serviços de infraestrutura elétrica. A alta qualidade do serviço da Companhia é um importante diferencial, diminui seu custo de manutenção, melhora a satisfação de seus clientes e a ajuda a reter clientes potencialmente livres. Adicionalmente, a AES Sul participa de duas pesquisas anuais de satisfação de clientes. Uma delas é a Pesquisa da ABRADÉE, na qual a Companhia obteve em 2012, 2013 e 2014 os expressivos

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

percentuais de Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 78,4%, 89,4% e 74,8%, respectivamente. Em outra pesquisa de satisfação, o Índice ANEEL de Satisfação do Cliente (IASC), conduzida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Companhia se manteve com resultados muito bons, atingindo 61,0%, 67,3% e 66,1% em 2012, 2013 e 2014, respectivamente.

#### Reconhecimentos

A Companhia tem sido reconhecida com premiações significativas que traduzem o esforço da administração em transformá-la na melhor empresa de distribuição de energia elétrica do Brasil em consonância com os objetivos de longo prazo da Companhia. Abaixo, destacamos alguns dos prêmios recebidos ao longo do ano de 2015:

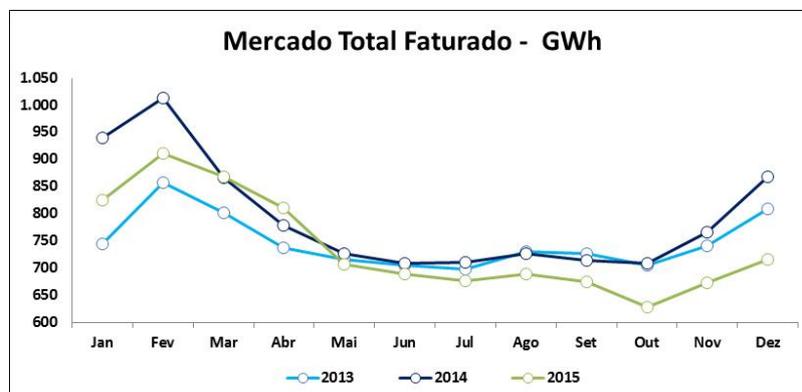
- Fomos eleitos uma das Melhores Empresas para Se Trabalhar no Brasil, pelo Great Place to Work, pela Revista Época;
- Somos a 5ª Melhor Empresa para Se Trabalhar no Rio Grande do Sul, pela Revista AMANHÃ;
- Estamos entre as 150 Melhores Empresas para Você Trabalhar, pela 10ª vez, reconhecimento da Revista Você S/A;
- Recebemos o Troféu Diamante no Prêmio Qualidade RS, do Programa Gaúcho da Qualidade e Produtividades (PGQP);
- Reconhecidos no 17º Prêmio Abradee como finalista em Qualidade da Gestão e Melhores da Região Sul;
- Conquistamos a certificação ISSO 55001 pelo nosso Sistema de Gestão de Ativos;
  - Conquistamos o Prêmio Top Cidadania 2015, com o AES Sul na Comunidade – Educar para Transformar, reconhecimento concedido pela ABRH-RS.
- O projeto Recicle Mais, Pague Menos foi reconhecido pelo Ministério do Meio Ambiente como uma prática de referência para enfrentar os desafios da implantação da Política Nacional de Resíduos (PNRS)
- A Companhia conquistou o Prêmio Aberje Nacional com o Recicle Mais, Pague Menos, pela estratégia de comunicação do projeto.
- A AES Sul foi reconhecida pela Fundação Nacional da Qualidade pela Qualidade da Gestão nos últimos dez anos.
- Pelo quinto ano consecutivo, a AES Sul está entre as empresas mais éticas do país, no reconhecimento Cadastro Empresa Pró Ética, realizado pela Controladoria Geral da União (CGU) e pelo Instituto Ethos.

#### d. Eventual sazonalidade

O comportamento do mercado da Companhia está diretamente relacionado ao crescimento da economia regional, cuja estrutura ainda é muito dependente da produção agropecuária do Estado. Como existem muitas culturas sazonais de significativa representatividade na economia regional (como soja, fumo e arroz irrigado), há um efeito direto nas vendas de energia para esses clientes, o que resulta numa alta sazonalidade no mercado da Companhia. Além das culturas sazonais, como o fumo, existe uma atipicidade no mercado que torna ainda maior a sazonalidade qual seja a utilização de levantes hidráulicos na região da fronteira para a cultura de arroz.

Entre os meses de novembro e março do ano seguinte, o negócio da Companhia apresenta um grande impacto sazonal positivo em função do aumento do consumo dos irrigantes e elevação da temperatura. Por outro lado, existe o impacto negativo das férias coletivas de parte da indústria, bem como a grande concentração de feriados.

Como resultado final o perfil de vendas da Companhia é de grande sazonalidade e volatilidade em função do clima regional e do desempenho da economia do Estado. Esta sazonalidade pode afetar adversamente o resultado da Companhia, em especial em períodos de grande estiagem que afeta a agropecuária regional ou mesmo períodos de muitas chuvas, o que diminui o consumo de energia elétrica pelos irrigantes. O gráfico abaixo ilustra o comportamento do mercado nos últimos anos demonstrando elevada sazonalização do mercado total faturado.



#### e. principais insumos e matérias primas, informando (i) descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se

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

**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 de seus preços**

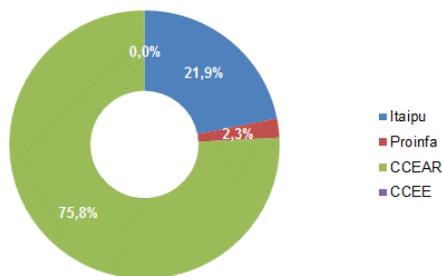
Em 31 de dezembro de 2014, o suprimento de energia da Companhia era composto da seguinte forma: 74,3% proveniente de energia hidroelétrica, 18,1% de energia proveniente de combustíveis fósseis, 4,1% de energia proveniente de combustível nuclear e 3,5% de energia proveniente de fontes alternativas (gás, energia eólica, energia solar e etc.).

**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**

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia possuía quatro tipos básicos de acordos de suprimento: (i) quotas de compra de energia de Itaipu, que se estendem até 2027 e respondiam por 21,9% de seu fornecimento de energia, (ii) quotas de suprimento de energia de projetos do PROINFA equivalentes a 2,3%; e (iii) compras através de Leilão, de Quotas de Angra e de Quotas de Garantia Física que respondiam por aproximadamente 75,8% de seu mercado.

A Companhia não pode prever os eventuais efeitos da renegociação das disposições contratuais dos contratos celebrados por ela e mencionados neste item.

As tabelas abaixo demonstram, em números não auditados, as fontes de suprimento de energia da Companhia, volumes e as respectivas tarifas de suprimento vigentes nos períodos de 31 de dezembro de 2015, 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013:



Montantes em GWh			
fonte	2015	2014	2013
ITAIPU	1.987	2.085	2.085
LEILÃO CCEAR	6.889	6.503	6.450
PROINFA	208	201	209
<b>TOTAL</b>	<b>8.789</b>	<b>8.789</b>	<b>8.744</b>

R\$/MWh			
fonte	2015	2014	2013
ITAIPU	278,71	133,05	121,30
LEILÃO CCEAR	202,60	205,79	146,43
PROINFA	262,57	274,72	252,44

\* o PROINFA é valorado como Encargo e não é considerado como custo de compra de energia

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

Em 30 de julho de 2004, o governo editou regulamentação relativa à compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada ("ACR") e no Ambiente de Contratação Livre ("ACL"), assim como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Essa regulamentação inclui regras referentes aos leilões, aos contratos de comercialização de energia e ao método de repasse dos custos de aquisição de energia elétrica aos consumidores finais.

De acordo com as diretrizes dessa regulamentação:

- (i) todas as distribuidoras devem garantir a contratação de toda a energia (e potência) necessária para o atendimento de 100,0% de seus mercados ou cargas; e
- (ii) os agentes vendedores de energia devem fornecer suporte comprobatório (lastro) por meio de garantia física de usinas próprias ou de contratos de compra e venda de energia com terceiros. Os agentes que não cumprirem tais exigências estão sujeitos a multas impostas pela ANEEL, por meio da CCEE, conforme procedimentos vigentes.

Desde 2005, os autoprodutores, distribuidoras, comercializadoras e consumidores livres são obrigados a notificar o Ministério de Minas e Energia ("MME"), até 1º de agosto de cada ano, a respeito de suas necessidades de contratação de energia para cada um dos cinco anos subsequentes. As distribuidoras devem, ainda, definir os montantes a serem contratados por meio dos leilões, conforme prazos e condições estabelecidos em ato do MME. Além disso, as empresas de distribuição são obrigadas a especificar a parte do montante que pretendem contratar para atender seus consumidores potencialmente livres, ou seja, aqueles que apresentam os requisitos para se tornarem consumidores livres, mas ainda não exerceram essa opção.

Uma das principais diretrizes do processo de implementação do novo modelo do setor elétrico consiste na obrigação de que as concessionárias de distribuição adquiram energia através do ambiente regulado. De acordo com o Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004, os agentes de distribuição devem comprar energia para atendimento de seus mercados de consumidores cativos por meio dos leilões de energia elétrica realizados no ACR.

O MME estabelece o montante total de energia a ser comercializado no ACR e a lista das instalações de geração que terão permissão para participar dos leilões a cada ano.

#### **Os Leilões de Energia Elétrica**

A regulamentação determina que as empresas de distribuição de energia cumpram suas obrigações de fornecimento de energia basicamente por meio de leilões públicos, em conformidade com os procedimentos descritos abaixo.

Além desses leilões e de contratos celebrados anteriormente à vigência da Lei do Novo Mercado do Setor Elétrico, a empresa de distribuição pode comprar energia de (i) geração distribuída, empresas de geração ligadas diretamente à rede da empresa de distribuição que não sejam hidrelétricas com capacidade maior que 30 MW e algumas companhias geradoras térmicas, e, compulsoriamente, de (ii) projetos de geração de energia participantes da fase inicial do PROINFA, (iii) Itaipu Binacional e (iv) Angra I e II.

Os editais para os leilões serão preparados pela CCEE, em conformidade com as diretrizes estabelecidas pelo MME, notadamente a utilização do critério de menor tarifa no julgamento.

Cada empresa geradora que contrate a venda de energia por meio do leilão firmará um CCEAR com cada empresa distribuidora, proporcionalmente à demanda estimada da distribuidora. Os prazos dos CCEAR referentes aos leilões "A-5" e "A-3" irão variar entre 15 a 30 anos, dependendo do produto ofertado; já CCEAR decorrentes de leilões "A-1" terão duração entre 5 e 15 anos. Contratos decorrentes dos leilões de ajuste de mercado, por sua vez, ficam limitados ao prazo de dois anos.

Desde 2005, todas as geradoras, distribuidoras, comercializadoras, geradores independentes e consumidores livres devem encaminhar à ANEEL, em 1º de agosto de cada ano, informações sobre a demanda estimada ou geração estimada de energia, conforme o caso, para os 5 anos subsequentes.

Importante mencionar que o MME define a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão o processo licitatório de contratação de energia de novos empreendimentos.

#### **Leilões de Energia Existente**

Os leilões de energia existente estão previstos no artigo 19 do Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, com redações modificadas pelos Decretos n.º 5.271/04, 5.499/05, 7.129/10, 7.317/10, 7.521/11 e 7.850/12. Os leilões de energia existente complementam os contratos de energia nova para cobrir 100% da carga. Seu objetivo é recontratar periodicamente a energia existente, por meio de leilões

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

anuais de contratos com duração de 3 a 15 anos. A entrega da energia é feita a partir do ano seguinte ao leilão e por esta razão este leilão é chamado de A-1. Os leilões A-1 possuem limites mínimos e máximos de compra de energia definidos no Decreto nº 5.163/04.

Além da duração, os contratos de energia existente têm outras características especiais que os diferenciam dos contratos de energia nova: a quantidade de energia existente contratada pode ser reduzida, em qualquer momento, em caso de redução da carga da distribuidora devido à migração de consumidores cativos para o mercado livre. Adicionalmente, a quantidade de energia contratada pode ser reduzida, a critério da distribuidora, em até 4% a cada ano para adaptação a desvios em relação às projeções de demanda.

A tabela abaixo ilustra, em números não auditados, a participação da Companhia nos leilões de energia existente realizados até 31 de dezembro de 2015.

LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE						
Leilão	Data	Produto	Preço Médio (R\$/MWh)	Volume Total Negociado (R\$)	MWh Negociados	Participação da Sul (%)
1º Leilão	07/12/2004	2005-08	57,51	482 milhões	8.393.256	1,32%
		2006-08	67,33	1,4 bilhão	21.678.764	4,56%
		2007-08	75,46	225 milhões	2.943.337	3,58%
2º Leilão	02/04/2005	2008-08	83,13	222 milhões	2.671.526	2,88%
4º Leilão	11/10/2005	2009-08	94,91	73 milhões	772.086	0,94%
8º Leilão	30/11/2009	2010-QTDE05*	99,14	119 milhões	1.198.192	32,94%
		2010-DISP05*	80,00	1,1 milhão	14.436	
10º Leilão	30/11/2011	2012-QTDE03	79,99	0,4 bilhão	5.129.280	4,23%
12º Leilão	17/12/2013	01/2014 à 12/2016	166,60	323 milhões	1.941.631	5,20%
13º Leilão	30/04/2014	05/2014 à 12/2019	268,33	1,2 bilhão	4.728.191	4,65%
14º Leilão	05/12/2014	2015-QTDE05	-	-	-	-
		2015-QTDE03	201,00	86 milhões	429.634	4,64%
		2015-DISP03	191,99	63 milhões	329.548	4,64%

\* Q (Contrato na modalidade quantidade de energia) , D (Contrato na modalidade disponibilidade de energia)

#### Leilões de Energia Nova

LEILÃO DE ENERGIA NOVA						
Leilão	Data	Produto	Preço Médio (R\$/MWh)	Volume Total Negociado (R\$)	MWh Negociados	Participação da Companhia (%)
1º Leilão	16/12/2005	2008-H30	106,95	90 milhões	843.402	4,52%
		2008-T15	132,26	440 milhões	3.332.031	4,52%
		2009-H30	114,28	37 milhões	331.372	2,74%
		2009-T15	129,26	398 milhões	3.079.316	2,74%
		2010-H30	115,04	871 milhões	7.574.714	3,24%
2º Leilão	29/06/2006	2010-T15	121,81	447 milhões	3.672.666	3,24%
		2009-H30	126,77	1,3 bilhão	11.037.219	4,08%
4º Leilão	26/07/2007	2009-T15	132,39	464 milhões	3.510.546	4,08%
		2010-T15	134,67	931 milhões	931.277	0,54%
5º Leilão	16/10/2007	2012-H30	129,14	690 milhões	5.344.814	2,84%
		2012-T15	128,37	766 milhões	5.968.998	2,84%
6º Leilão	17/09/2008	2011-OF15	128,42	3,6 bilhões	28.542.455	20,17%
7º Leilão	30/09/2008	2013-H30	98,98	24 milhões	243.801	0,77%
		2013-OF15	145,23	439 milhões	3.026.085	0,77%
12º Leilão	17/08/2011	2014-H30	102,00	5,6 milhões	54.742.624	2,63%
		2014-T20	102,09	23 bilhões	230.767.234	2,63%
13º Leilão	20/12/2011	2016-H30	91,20	75 milhões	823.010	3,83%
		2016-T20	102,18	333 milhões	3.175.185	3,83%
15º Leilão	14/12/2012	2017-H30	93,46	186 milhões	1.995.778	5,04%
		2017-OF20	87,94	118 milhões	1.339.414	5,04%
16º Leilão	29/08/2013	2018-H30	144,48	86 milhões	755.146	0,90%
		2018-DISP25	135,58	101 milhões	746.397	0,90%
17º Leilão	01/11/2013	2016-DISP20	124,43	145 milhões	1.171.146	2,00%
18º Leilão	13/12/2013	2018-H30	94,40	92 milhões	972.530	0,71%
		2018-DISP25	120,00	161 milhões	1.343.306	0,71%
20º Leilão	28/11/2014	2019-DISES	136,00	128 milhões	941.290	1,29%
		2019-DISP	205,19	1,3 bilhão	6.529.720	1,29%
		2019-H30	161,89	13 milhões	80.618	1,29%
22º Leilão	21/08/2015	DISE-2018	205,01	99 milhões	482.970	5,55%
		DIST-2018	212,75	90 milhões	422.193	5,55%
		QTD-2018	181,14	419 milhões	2.313.305	5,55%

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

Segundo a regulamentação em vigor, cabe à ANEEL promover, direta ou indiretamente, licitação na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional ("SIN"), observando as normas gerais de licitações e concessões e as diretrizes fixadas pelo MME, que contemplarão os montantes por modalidade contratual de energia a serem licitados. Os leilões de energia nova ("EM") têm como objetivo promover a construção de nova capacidade para atender ao crescimento do consumo das distribuidoras. Nestes leilões, contratos de suprimento de energia de longo prazo (15 ou 20 anos para termelétricas e 30 anos para hidrelétricas) são oferecidos aos geradores candidatos.

A cada ano, dois tipos de leilões de Energia Nova são realizados: (i) Leilão Principal (A-5), que oferece contratos bilaterais para nova capacidade com duração entre 15 e 30 anos, com entrada em operação em 5 anos após o leilão. Assim, com estes prazos, este contrato viabilizará ao investidor vencedor do leilão obter o *project finance*, e oferece o tempo necessário para construção da nova planta; (ii) Leilão Complementar (A-3), que oferece contratos bilaterais para nova capacidade com duração entre 15 e 30 anos. Neste caso, porém, as usinas devem entrar em operação 3 anos após o leilão. O objetivo é a criação de um complemento para o leilão A-5 realizado dois anos antes, permitindo uma correção dos desvios causados pela incerteza na trajetória da demanda. Cabe ressaltar que o processo de leilão é conduzido separadamente de acordo com o tipo de empreendimento: se termelétrico ou hidrelétrico.

A sistemática destes leilões de energia determina que as distribuidoras devem declarar sua demanda para os referidos anos de suprimento, sendo as demandas individuais agregadas para a formação de um pool comprador de energia elétrica. A alocação da quantidade de energia a ser demandada de fonte termelétrica ou hidrelétrica é estabelecida pelo MME, que fixa uma fração de energia elétrica mínima a ser demandada de fontes de geração termelétrica, com o intuito de diversificar a matriz energética nacional no longo prazo de tal maneira a atingir os objetivos de diversificação estabelecidos no Plano Decenal de Energia Elétrica. A parcela remanescente é atendida por projetos de fonte hidrelétrica. Sendo assim, dentro de cada fonte de geração, são selecionados aqueles projetos cujas propostas de preço de venda de energia elétrica futura sejam os menores, mas sempre respeitando o percentual mínimo de energia advinda de cada fonte conforme estabelecido pelo MME para cada leilão. Estes projetos vão sendo gradativamente selecionados até que o montante de oferta agregada de energia seja suficiente para atender à demanda do pool comprador.

Especificamente, para a classificação dos empreendimentos de fonte termelétrica, os preços ofertados em leilão são baseados em um Índice de Custo-Benefício (ICB), que leva em consideração o custo associado à previsão de despacho das usinas. O preço efetivo da energia é composto por uma Remuneração Fixa (RF) em R\$/ano, que compensa seu investimento e demais custos fixos e por uma remuneração variável que inclui o reembolso dos custos operativos da usina, quando ela é despachada pelo ONS ou os custos de compra de energia no mercado de curto prazo, quando a usina não é acionada pelo ONS. Portanto, o ICB resultante do leilão é um preço de referência, que pode ser diferente do valor efetivamente pago pelas distribuidoras às usinas contratadas.

Finalmente, independente da fonte de geração, a distribuidora conta com a possibilidade do repasse integral dos custos de aquisição de energia às tarifas de fornecimento, desde que tenham sido respeitados os limites de contratação de energia constantes no Decreto 5.163/2004. Até a presente data, a Companhia assegurou o repasse integral dos custos de aquisição de energia às suas tarifas de fornecimento.

A tabela abaixo ilustra, em números não auditados, a participação da Companhia nos leilões de energia nova realizados até 31 de dezembro de 2015.

#### Leilões de Ajuste

Esse tipo de leilão tem o objetivo de fazer um "ajuste fino" entre energia contratada e a demanda. Estes leilões oferecem contratos com duração de até 2 anos e são realizados três ou quatro vezes ao ano, com entrega para o mesmo ano. Por esta razão, esses contratos são conhecidos como "A0". A distribuidora poderá comprar até 1% do total de sua energia contratada por meio dos leilões de ajuste. Da mesma forma que os contratos de geração distribuída, os custos de aquisição desta energia também serão limitados para efeitos de repasse para os consumidores cativos pelo Valor de Referência (VR) a ser descrito mais a frente.

A tabela abaixo ilustra, em números não auditados, a participação da Companhia nos leilões de ajuste de energia até 31 de dezembro de 2015.

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

Leilão de Ajuste						
Leilão	Data	Produto	Preço Médio (R\$/MWh)	Volume Total Negociado (R\$)	MWh Negociados	Participação da Companhia (%)
9º Leilão	20/02/2009	2009 - 04 meses IS 01/03/09	145,44	-	-	-
		2009 - 07 meses IS 01/06/09	145,17	-	-	-
		2009 - 10 meses IS 01/03/09	145,77	12 milhões	84.445	1,0%
11º Leilão	30/09/2011	2011 - 03 meses SE IS 01/10/11	56,13	-	-	12%
		2012 - 12 meses SE IS 01/01/12	67,50	-	-	
		2011 - 03 meses S IS 01/10/11	54,74	4,7 milhões	87.177	
		2012 - 12 meses S IS 01/01/11	73,63	-	-	
12º Leilão	29/03/2012	2012 - 03 meses IS 01/04/12	-	-	-	-
		2012 - 09 meses S IS 01/04/12	142,46	12,7 milhões	89.086	100%
		2012 - 06 meses IS 01/07/12	-	-	-	-
18º Leilão	15/01/2015	2015 - 6 meses	385,87	167 milhões	434.375	5,10%

#### Leilões de Energia de Fontes Alternativas

Além dos leilões de energia nova e existente, o MME pode periodicamente organizar também leilões específicos para contratar energia de fontes alternativas (biomassa, PCH, eólica e solar). Contratos padronizados de longo prazo (10-30 anos) são oferecidos e a sistemática do leilão é similar à dos leilões A-3 e A-5.

#### Leilões de Geração Distribuída (GD)

As distribuidoras podem fazer licitações especiais para a contratação de geração distribuída localizada em sua área de concessão (tensões abaixo de 230 KV). Até 10% da demanda da distribuidora pode ser suprida por este tipo de contrato. Para participar do processo, o gerador deve respeitar algumas restrições: (i) mínima eficiência para empreendimentos termelétricos (com exceção para fonte biomassa ou resíduos de processo), (ii) limite máximo de capacidade de 30MW para hidrelétricas, entre outros.

#### Leilões Especiais

A legislação atual também permite o governo a realizar alguns leilões especiais, destinados a atender propósitos específicos de política energética. Estes leilões são realizados para estimular competição entre tecnologias específicas, competição para uma tecnologia específica ou para um projeto específico. Eles são discutidos a seguir:

A legislação atual também permite o governo a realizar alguns leilões especiais, destinados a atender propósitos específicos de política energética. Estes leilões são realizados para estimular competição entre tecnologias específicas, competição para uma tecnologia específica ou para um projeto específico. Eles são discutidos a seguir:

#### Leilão de Projetos Estruturantes

A atual legislação dá direito ao governo promover leilões de projetos específicos que são considerados estratégicos para o País. Este é o caso, por exemplo, dos leilões das usinas do rio Madeira, Santo Antônio e Jirau, leiloadas em dezembro de 2007 e maio de 2008, respectivamente.

A tabela abaixo ilustra, em números não auditados, a participação da Companhia nesse tipo de leilões ocorridos até 31 de dezembro de 2015.

Evento	Data	Produto	Preço Médio (R\$/MWh)	Volume Negociado Total (R\$)	MWh Negociados	Participação da Companhia (%)
Santo Antônio	10/12/2007	2012-H30	78,87	850 milhões	10.779.379	2,84%

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

Jirau	19/5/2008	2013-H30	71,37	201 milhões	2.817.471	0,81%
-------	-----------	----------	-------	-------------	-----------	-------

#### Leilões de Energia de Reserva

O governo ainda pode realizar leilões especiais para contratação de energia de reserva. Esses leilões são totalmente definidos pelo governo (desenho, tipo de energia a ser contratada, demanda do leilão, etc.) e o objetivo principal é aumentar a segurança e a garantia de fornecimento de eletricidade no país. O primeiro leilão de reserva ocorreu em 30 de Abril de 2008 e contratou exclusivamente energia de biomassa de cana-de-açúcar para entrega em 2009 e 2010. O segundo leilão de reserva ocorreu em 14 de Dezembro de 2009 e contratou exclusivamente energia eólica para entrega em Julho de 2012 e por um período de 20 anos. O Leilão de Reserva 2010 foi realizado em 26 de agosto de 2010 e contratou 1.206,6 MW de capacidade instalada, divididas em eólicas, biomassa (bagaço de cana) e pequenas hidrelétricas. Em 18 de agosto de 2011, o Leilão de Reserva 2011 contratou 1.218,1 MW de capacidade instalada, através de 41 empreendimentos eólicos e termelétricas à biomassa (bagaço-de-cana e resíduos de madeira).

#### **Programa Prioritário de Termelétricas (PPT)**

Em 2000, foi criado o Programa Prioritário de Termelétricas ("PPT"), com o objetivo de diversificar a matriz energética brasileira e reduzir sua forte dependência de usinas hidrelétricas. Os benefícios concedidos a usinas termelétricas nos termos do PPT incluem: (1) fornecimento garantido de gás por 20 anos, (2) garantia de que os custos relativos à aquisição da energia produzida por usinas termelétricas serão transferidos aos consumidores até o limite do valor normativo determinado pela ANEEL, e (3) acesso garantido a um programa especial de financiamento do BNDES para o setor elétrico.

A Lei nº 10.438/2002, em seu Art. 3º instituiu o Programa de Incentivo às Fontes alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Referida Lei resultou do processo de conversão da Medida Provisória nº14 de 21 de dezembro de 2001. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica ("PROINFA"), com o objetivo de criar certos incentivos para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica e biomassa e PCHs. Nos termos do PROINFA, a Eletrobrás compra a energia gerada por essas fontes alternativas durante o período de 20 anos e a repassa para consumidores livres e distribuidoras. Estes, por sua vez, incumbem-se de incluir os custos do programa em suas tarifas para todos os consumidores finais da área de concessão, à exceção dos consumidores de baixa renda. O BNDES aprovou a abertura de uma linha de crédito específica para projetos incluídos no PROINFA, podendo financiar até 80% dos custos de construção das usinas inseridas no programa. A primeira fase do PROINFA teve por objetivo a inserção de 3.300 MW de fontes alternativas, distribuídos igualmente por cada uma das fontes eólica, PCHs e biomassa. A segunda fase, ainda não regulamentada, prevê que as fontes alternativas atendam a 10,0% (dez por cento) do consumo anual de energia elétrica no País em 20 (vinte) anos. A maioria dos projetos que foram qualificados para os benefícios oferecidos pelo PROINFA entraram em operação a partir de 30 de dezembro de 2008.

Em 2008, o Governo Federal regulamentou a contratação de energia de reserva, instituída pela Lei do Modelo do Setor Elétrico, destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes. Até o momento foram realizados 2 leilões de energia de reserva, um exclusivo para energia de fonte de biomassa e outro de fonte eólica.

#### **Redução do Nível de Energia Contratada**

O Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, que regula a comercialização de energia de acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, permite que empresas de distribuição reduzam seus CCEARs de energia existente nos seguintes casos: (i) para compensar a saída de consumidores potencialmente livres do Ambiente de Contratação Regulada, conforme declaração de necessidade de contratação encaminhada ao MME, (ii) até 4,0% ao ano do montante inicialmente contratado devido a outras variações de mercado e (iii) na hipótese de aumentos nos montantes de energia adquirida nos termos dos contratos firmados antes de 17 de março de 2004.

As circunstâncias em que a redução do nível de energia contratada ocorrerá devem ser devidamente estabelecidas nos CCEARs, e podem ser exercidas a critério exclusivo da empresa de distribuição e em conformidade com as disposições descritas acima e regulamentação da ANEEL.

#### **ii) eventual dependência de poucos fornecedores**

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

A Companhia não tem dependência de fornecedores, pois pode adquirir energia de todos os geradores nacionais de energia por meio do sistema de leilão que lhe dá acesso ao mercado regulado nacional.

#### ***iii) eventual volatilidade de seus preços***

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico instituiu a contratação de compra de energia por meio de leilões em um esforço para reestruturar o setor de energia elétrica a fim de fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas moderadas por meio de processos competitivos de leilões públicos de energia. A referida lei introduziu alterações relevantes na regulamentação do setor elétrico brasileiro visando (i) fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter a capacidade de geração e (ii) garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas módicas por meio de processos de leilões públicos de compra e venda de energia elétrica.

Os preços da energia produzida são regulamentados, sendo, assim, improvável a ocorrência de alta volatilidade nos preços praticados pelos produtores de energia elétrica.

No que diz respeito às quotas de compra de energia de Itaipu, destaque-se que as obrigações de compra da Companhia com Itaipu são vinculadas ao Dólar e, portanto, a Companhia está exposta ao risco das taxas de câmbio em caso de valorização do Dólar frente ao Real, dessa forma impactando seu custo. Porém, as variações da taxa de câmbio desse contrato são reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA"), e que por sua vez, serão repassadas aos consumidores no próximo reajuste e/ou revisão tarifária. A fórmula de Reajuste Anual de Tarifa estabelecida pelo Contrato de Concessão juntamente como mecanismo de conta de rastreamento de CVA criado em resposta ao Plano de Racionamento representam uma compensação pelos impactos financeiros de variações de componentes da Parcela A registradas entre as datas de Reajuste Anual de Tarifa.

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

Não há clientes individualmente responsáveis por mais de 10% da receita líquida total da Companhia.

A Companhia possui uma base de clientes diversificada, que consiste principalmente em clientes residenciais e industriais, proporcionando razoável estabilidade em caso de declínios econômicos. O segmento de energia residencial é atualmente seu segmento mais lucrativo.

- *Clientes Residenciais:* Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia possuía aproximadamente 1.100,4 mil de clientes residenciais, cujo consumo representou 29%, 30% e 28% do volume total de energia nos anos de 2015, 2014 e 2013, respectivamente, e 38%, 39%, e 37% de suas receitas, respectivamente, durante esses períodos;
- *Clientes Industriais:* Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia possuía aproximadamente 7,6 mil clientes industriais, que incluem usuários de grandes volumes de energia, representando 33%, 33% e 35% do volume total de energia nos anos de 2015, 2014 e 2013, respectivamente, e 27%, 26% e 27% de suas receitas, respectivamente, durante esses períodos;
- *Clientes Comerciais:* Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia possuía aproximadamente 85,2 mil clientes comerciais, o que inclui empresas de varejo, escritórios, bancos, empresas prestadoras de serviços, universidades e hospitais representando 14% do volume total de energia em cada ano de 2015, 2014 e 2013, respectivamente, e 18% de suas receitas, respectivamente, em cada período;
- *Clientes Livres:* Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia possuía 58 clientes livres. No total, esse conjunto de clientes representou 12% do volume total de energia vendida em cada ano de 2015, 2014 e 2013, respectivamente, bem como 3%, 2% e 2% de suas receitas durante esses períodos;
- *Outros Clientes:* Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia possuía aproximadamente 115,1 mil de outros clientes, o que inclui clientes como iluminação pública, poderes públicos, rurais, etc., representando 23% do volume total de energia em cada ano de 2015, 2014 e 2013, respectivamente, e 17%, 17% e 18% de suas receitas, respectivamente, durante esses períodos.

### Análise da Demanda

As tabelas a seguir demonstram, em números não auditados, a representatividade de cada um dos principais grupos de clientes do mercado cativo da companhia em energia vendida, receitas e número de consumidores. Demonstra-se, também, o número de clientes de cada uma dessas classes. Não estão incluídos os clientes livres.

#### Mercado Faturado - GWh

Classes	2015		2014		2013	
Residencial	2.594	29%	2.812	30%	2.516	28%
Comercial	1.255	14%	1.340	14%	1.228	14%
Industrial	1.886	21%	2.062	22%	2.086	23%
Livres (1)	1.057	12%	1.108	12%	1.049	12%
Outros (2)	2.078	23%	2.208	23%	2.097	23%
<b>Total</b>	<b>8.870</b>	<b>100%</b>	<b>9.530</b>	<b>100%</b>	<b>8.976</b>	<b>100%</b>
Industrial Total	2.903	33%	3.132	33%	3.106	35%

#### Número de Consumidores

Classes	2015		2014		2013	
Residencial	1.100.385	84%	1.082.787	84%	1.055.942	83%
Comercial	85.241	7%	85.568	7%	85.807	7%

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

Industrial	7.590	1%	7.839	1%	8.035	1%
Livres <sup>(1)</sup>	58	0%	58	0%	54	0%
Outros <sup>(2)</sup>	115.052	9%	119.446	9%	120.548	9%
<b>Total</b>	<b>1.308.326</b>	<b>100%</b>	<b>1.295.698</b>	<b>100%</b>	<b>1.270.386</b>	<b>100%</b>

*Mix de Distribuição da Receita*

Classes	2015		2014		2013	
Residencial	1.238.175	38%	848.750	39%	660.732	37%
Comercial	587.090	18%	393.046	18%	313.761	18%
Industrial	813.848	25%	526.214	24%	437.737	25%
Livres <sup>(1)</sup>	82.771	3%	42.582	2%	40.706	2%
Outros <sup>(2)</sup>	575.224	17%	382.926	17%	320.518	18%
<b>Total</b>	<b>3.297.108</b>	<b>100%</b>	<b>2.193.518</b>	<b>100%</b>	<b>1.773.454</b>	<b>100%</b>
Industrial (Total)	892.364	27%	566.421	26%	478.443	27%

\* receita faturada sem Impostos

A tabela acima considera dados de mercado em R\$ (importe) de relatórios gerenciais.

1 "Livres" são os clientes que compram energia de outros participantes do mercado fora do ambiente regulado, mas que se utilizam do serviço de distribuição e da rede da Companhia para adquirir a energia comprada de outros fornecedores. Para mais informações sobre o que são clientes livres, veja nota de rodapé no item 4.1 h deste Formulário de Referência.

2 "Outros" significa consumidores rurais, poderes públicos federal, estadual e municipal, iluminação pública e serviço público.

Como se pode ver nas tabelas acima, nos últimos três anos, o mix de energia vendida para cada uma das três principais classes tem apresentado variações na sua participação basicamente em função dos hábitos de consumo de clientes das classes que variam muito com o clima tanto pelos períodos com altas temperaturas, principalmente os residenciais e comerciais, pelos períodos de seca ou excesso de chuvas especialmente na classe rural e pelo desempenho da economia influenciando diretamente a classe industrial. Tais fatores resultam numa redistribuição entre as classes do mix de energia vendida. A queda do valor faturado em 2013 foi devido à redução nos valores das tarifas naquele ano.

O único segmento operacional de atuação da Companhia é o de distribuição de energia elétrica, sendo ele, portanto, o único afetado pelas receitas provenientes dos clientes.

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A Companhia é concessionária de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, conforme contrato de concessão de número 012/97, celebrado com a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) em 06 de Novembro de 1997, que lhe concede o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 06 de Novembro de 2027 (“Contrato de Concessão”).

A Companhia é concessionária de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, estando sujeita à regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) e do Ministério de Minas e Energia (“MME”). A Companhia também está sujeita aos termos de seu contrato de concessão de número 012/97, celebrado com a ANEEL em 06 de Novembro de 1997, conforme mencionada acima, sendo que a atividade operacional da Companhia depende exclusivamente dos direitos outorgados no âmbito do Contrato de Concessão. Nesse contexto a regulação estatal provoca efeitos relevantes sobre as atividades da Companhia, regendo a concessão a ela outorgada, as tarifas que compõem sua receita, as tarifas e encargos a que está sujeita no exercício de sua atividade bem como as regras de compra de energia pela Companhia e os programas desenvolvidos para a diversificação da matriz energética brasileira.

Serão apresentadas a seguir as principais características da regulação do Setor Elétrico Brasileiro, no qual a Companhia atua, bem como as autoridades e penalidades estabelecidas pela regulação estatal para monitorar e contribuir para implantação do modelo de setor elétrico estabelecido, fundamentalmente, pela Lei 10.848, de 15 de março de 2004 (“Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico”).

Em seguida, serão descritas as regras tarifárias e os encargos setoriais aos quais a Companhia está sujeita, incluindo as normas de reajustes tarifários. Por fim, serão destacadas as normas que regem a concessão outorgada à Companhia para o exercício de suas atividades.

Para informações adicionais sobre efeitos da regulação estatal sobre as atividades da Companhia, em especial, sobre o processo de produção, distribuição e compra de energia elétrica, vide item 7.3 deste Formulário de Referência.

### O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Considera-se como marco inicial da reforma do Setor Elétrico Brasileiro a Lei nº 8.631/93, que extinguiu a equalização tarifária vigente, e criou os chamados contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, visando estancar as dificuldades financeiras das empresas na época.

Outro marco importante na reforma do setor foi a Lei nº 9.074/95, de 7 de julho de 1995 que estimula a participação da iniciativa privada no setor de geração de energia elétrica com a criação da figura do Produtor Independente de Energia (PIE) e estabelece os primeiros passos rumo à competição na comercialização de energia elétrica, com o conceito de consumidor livre, que é o consumidor que, atendendo a requisitos estabelecidos na legislação vigente, tem liberdade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica.

Em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (“Projeto RE-SEB”), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia. Os trabalhos do Projeto RE-SEB definiram as bases conceituais que deveriam nortear o desenvolvimento do setor elétrico. As principais conclusões do projeto foram a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização, e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica. Concluído em 1998, o Projeto RE-SEB definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no Setor Elétrico Brasileiro.

Acrescente-se ainda a Lei nº. 9.427 de 26 de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A ANEEL veio a substituir (em parte) o antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), recebendo deste o acervo técnico e patrimonial, as obrigações, os direitos e receitas, exceto aquelas decorrentes da compensação financeira pelo uso de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica (§1º do artigo 20 da Constituição Federal). O acervo e a administração dos assuntos vinculados ao uso das águas, de competência do antigo DNAEE, não foram transferidos para a ANEEL: parte foi transferida para o MME (a rede hidrométrica e atividades de hidrologia relativas aos aproveitamentos de energia hidráulica) e parte, posteriormente para a Agência Nacional de Águas (ANA).

As maiores diferenças entre a ANEEL e o antigo DNAEE, podem ser resumidas em: (i) Autonomia – instituída como autarquia, a ANEEL dispõe de autonomia de ação (patrimonial, administrativa e financeira), desde que cumpridas as determinações legais, as políticas e diretrizes setoriais; (ii) Gestão – existem dispositivos legais para a escolha e especialmente para a destituição dos dirigentes da ANEEL, o que garante desvinculação da gestão administrativa da Agência em relação ao Poder Executivo; e (ii) Receita – a garantia de receita própria, decorrente especialmente da taxa de fiscalização, desvinculada a execução orçamentária da ANEEL da existência ou não de disponibilidade de recursos no orçamento da União.

Em 1998, foi promulgada a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 ou a Lei do Setor Energético, com vistas a revisar a estrutura básica do setor elétrico. A Lei do Setor Energético determinou:

- a criação de um órgão autorregulador responsável pela operação do mercado de energia de curto-prazo, ou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (mais tarde substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE), que substituiu o sistema anterior de preços de geração e contratos de fornecimento regulados;

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- a exigência de que as empresas de distribuição e geração fizessem contratos de fornecimento de energia inicial, ou os contratos iniciais, em geral compromissos do tipo take or pay, a preços e volumes previamente aprovados pela ANEEL. O principal objetivo dos contratos iniciais era garantir que as empresas de distribuição tivessem acesso a um fornecimento estável de energia a preços que lhes assegurassem uma taxa mínima de retorno durante o período de transição (2002 a 2005), levando ao estabelecimento de um mercado de energia elétrica livre e competitivo;
- a criação do ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, uma entidade de direito privado sem fins lucrativos responsável pela administração operacional das atividades de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN;
- o estabelecimento de processos de licitação pública para concessões para construção e operação de usinas de energia elétrica e instalações de transmissão;
- a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (desverticalização);
- o estabelecimento de restrições de concentração da titularidade de ativos nas áreas de geração e distribuição; e
- a nomeação do BNDES como agente financeiro do setor, especialmente para dar suporte a novos projetos de geração.

Em 2001, o Brasil enfrentou uma grave crise de abastecimento de energia que durou até o fim de fevereiro 2002. Como resultado, o Governo Federal implantou medidas que incluíram:

- um programa para racionamento de consumo de energia nas regiões mais adversamente afetadas, a saber as regiões sudeste, centro-oeste e nordeste do Brasil; e
- a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (“GCE”) que estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica pela Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio, com objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica. O CGE aprovou uma série de medidas emergenciais que estabeleceram metas para reduzir o consumo de energia pelos consumidores residenciais, comerciais e industriais nas regiões afetadas, por meio de regimes tarifários especiais.

Em março de 2002, a GCE suspendeu as medidas emergenciais e o racionamento de energia em consequência do grande aumento no fornecimento (em virtude de um aumento significativo nos níveis dos reservatórios) e de uma redução moderada na demanda. O Governo Federal promulgou novas medidas em abril de 2002 que, entre outras coisas, determinou um reajuste tarifário extraordinário para compensar as perdas financeiras incorridas pelas fornecedoras de energia como resultado do racionamento obrigatório.

Adicionalmente, o Governo Federal, por meio do BNDES, lançou o Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica em novembro de 2002, e o Programa de Apoio à Capitalização de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica, ou Programa de Capitalização, em setembro de 2003, com o objetivo de oferecer apoio financeiro ao refinanciamento das dívidas das empresas de distribuição, para compensá-las pela perda de receitas resultantes do Racionamento, da desvalorização do Real frente ao Dólar e dos atrasos na aplicação dos reajustes tarifários durante 2002.

Em 2002, novas mudanças foram introduzidas por meio da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, (a) proibiu as concessionárias de oferecerem bens vinculados à concessão, os direitos dela emergentes e qualquer outro ativo que possa comprometer suas respectivas concessões em garantia de operação destinadas a atividade distinta de sua concessão; e (b) autorizou a criação de subvenção econômica para outorga de benefícios tarifários aos consumidores integrantes da subclasse residencial baixa renda, dentre outras providências.

O Governo Federal estabeleceu, ainda, regras para universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica, o qual consiste no atendimento a todos os pedidos de fornecimento, inclusive aumento de carga, sem qualquer ônus para o consumidor solicitante, desde que atendidas às condições regulamentares exigidas. A ANEEL estabeleceu as condições gerais para elaboração dos planos de universalização de energia elétrica, prevendo as metas de universalização até 2014 e estipulando multas no caso de descumprimento destas por parte da distribuidora.

Durante os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848/2004, e pelo Decreto nº 5163/04.pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 - Decreto do Novo Modelo de Comercialização de Energia Elétrica do Setor Elétrico. Tratou-se de um esforço para reestruturar o Setor de Energia Elétrica a fim de fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas moderadas por meio de processos competitivos de leilões públicos de energia. Essa lei foi regulamentada por inúmeros decretos a partir de maio de 2004 e está sujeita à regulamentação posterior emitida pela ANEEL e pelo MME, conforme detalhado mais adiante.

As Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, introduziram regras como a competição nos leilões de novos empreendimentos pelo menor valor da tarifa para o consumidor. O critério substituiu o anterior que privilegiava o maior ágio pago ao Governo. As usinas passam a ser licitadas com a concessão da licença prévia. Contratos de longo prazo e a compra centralizada contribuem para maior segurança do abastecimento. O setor público reassume o planejamento do setor elétrico e cria a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) substituiu os antigos Mercado Atacadista de Energia e Mercado Brasileiro de Energia e assume a liquidação dos contratos de compra e venda de energia elétrica e o sistema para aquisição de eletricidade em conjunto pelas distribuidoras.

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico introduziu alterações relevantes na regulamentação do setor elétrico brasileiro visando (1) fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter a capacidade de geração e (2) garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas módicas por meio de processos de leilões públicos de compra e venda de energia elétrica. As principais características da Lei são:

- Criação de dois ambientes paralelos que definem a comercialização de energia elétrica, quais sejam (i) o Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”) e (ii) o Ambiente de contratação Livre (“ACL”).
- Os agentes de geração, sejam concessionários de serviços público de geração, produtores independentes de energia ou autoprodutores, assim como os comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração. Adicionalmente, todos os contratos, sejam no ACR ou no ACL, devem ser registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.
- Restrições a certas atividades das distribuidoras, de forma a garantir que estejam voltadas apenas a seu principal negócio a fim de assegurar serviços mais eficientes e confiáveis a seus consumidores, incluindo a proibição da venda de eletricidade pelas distribuidoras aos consumidores livres a preços não regulados.
- Cumprimento dos contratos assinados antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a fim de proporcionar estabilidade às transações realizadas antes de sua promulgação.
- Proibição de as distribuidoras venderem eletricidade fora do ACR; e
- Exclusão da Eletrobrás e de suas subsidiárias do Plano Nacional de Desestatização (programa criado pelo governo em 1990), visando promover o processo de privatização das empresas estatais.

### Ambiente De Contratação Regulada – ACR

No Ambiente de Contratação Regulada, empresas de distribuição compram energia, visando atender à carga dos consumidores cativos, por meio de leilões públicos regulados pela ANEEL, e operacionalizados pela CCEE. Compras de energia são feitas por meio de duas modalidades: (1) Contratos na modalidade “Quantidade de Energia” (CCEAR por Quantidade), e (2) Contratos na modalidade “Disponibilidade de Energia” (CCEAR por Disponibilidade).

- (i) Contratos na modalidade “Quantidade de Energia”: a vendedora compromete-se a fornecer determinado volume de energia e assume o risco de que esse fornecimento de energia seja afetado por condições hidrológicas e níveis baixos dos reservatórios, entre outras condições, que poderiam reduzir a energia produzida ou alocada, hipótese na qual a geradora é obrigada a comprar energia de outra fonte a fim de cumprir seu compromisso de fornecimento. Cabe acrescentar ainda que os volumes anuais dos CCEARs são definidos no leilão que o originou, sendo necessária a realização dos processos de sazonalização e modulação da energia para efeito de contabilização na CCEE.
- (ii) Contratos na modalidade “Disponibilidade de Energia”: a vendedora compromete-se a disponibilizar uma determinada capacidade de geração ao Ambiente de Contratação Regulada. Nesse caso, a receita da geradora está garantida e possíveis riscos hidrológicos são imputados ao grupo de distribuidoras participantes do leilão. Entretanto, a legislação vigente prevê que eventuais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras deverão ser repassados aos consumidores por meio das tarifas. Acrescente-se ainda que os volumes anuais dos CCEARs por disponibilidade são definidos nos leilões que o originou, sendo necessária a realização dos processos de sazonalização e modulação para efeito de contabilização na CCEE.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a previsão de mercado de cada Distribuidora é o principal fator na determinação do volume de energia a ser contratado pelo sistema e as Distribuidoras são obrigadas a celebrar contratos para garantir o atendimento de 100% de suas necessidades projetadas de energia, e não mais os 95% estabelecidos pelo modelo anterior. O não atendimento da totalidade dos seus requisitos pode resultar em penalidades às Distribuidoras.

### Ambiente de Contratação Livre – ACL

No Ambiente de Contratação Livre a energia elétrica é comercializada entre agentes de geração, produtores independentes de energia, autoprodutores, agentes de comercialização, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres. Nesse ambiente há liberdade para se estabelecer algumas condições contratuais, como volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços e vigência do contrato, sendo as transações pactuadas através de contratos bilaterais.

Acrescente-se ainda a existência da figura do consumidor parcialmente livre que é o consumidor livre que exerce a opção de contratar parte das necessidades de energia e potência das unidades consumidoras de sua responsabilidade com a distribuidora local, nas mesmas condições reguladas aplicáveis a consumidores cativos, incluindo tarifas e prazos.

Consumidores potencialmente livres são aqueles cuja demanda contratada excede 3 MW, em tensão, igual ou superior a 69 kV ou em qualquer nível de tensão, se o fornecimento teve início após a edição da Lei 9.074/95. Estes consumidores potencialmente livres poderão optar por mudar de fornecedor de eletricidade, desde que notifiquem a distribuidora a respeito de sua intenção de rescindir o contrato, com antecedência mínima de 180 dias do vencimento do mesmo, sob pena de renovação automática e multa contratual caso opte pela saída antes da nova validade. Além disso, consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão ser servidos por

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

fornecedores, que não sua empresa local de distribuição, contratando energia de empreendimentos de geração por fontes incentivadas, tais como eólica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas, denominados consumidores especiais.

Uma vez que um consumidor tenha optado pelo Ambiente de Contratação Livre, nos termos estabelecidos pela Lei 9.074/95, este somente poderá retornar ao ambiente regulado se notificar seu distribuidor local com cinco anos de antecedência, ou em menor prazo a critério do distribuidor. Tal exigência prévia busca garantir que, se necessário, a distribuidora tenha tempo hábil para contratar o suprimento da energia necessária para atender o regresso de consumidores livres ao Ambiente de Contratação Regulada. A fim de minimizar os efeitos resultantes da migração de consumidores livres, as distribuidoras podem reduzir o montante de energia contratado junto às geradoras, por meio dos CCEARs de energia oriunda de empreendimentos de geração existente, de acordo com o volume de energia que não irão mais distribuir a esses consumidores.

Os agentes de geração, sejam concessionários de serviço público de geração, produtores independentes de energia ou autoprodutores, assim como os comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração, e todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, devem ser registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

Os clientes de alta tensão que compravam energia de Distribuidores no Ambiente de Contratação Regulado o faziam a preços subsidiados. Esse subsídio, conhecido por “subsídio cruzado”, começou a ser reduzido gradualmente a partir de julho de 2003, e foi totalmente eliminado em julho de 2007.

### Contratos Assinados Antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que contratos assinados por empresas de distribuição e aprovados pela ANEEL antes da edição da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não podem ser alterados em seus prazos, preços ou volumes já contratados, com exceção dos contratos iniciais.

## PRINCIPAIS AUTORIDADES

### Ministério de Minas e Energia – MME

Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, atuando basicamente por meio do MME, tornou-se responsável pela condução das políticas energéticas do País.

Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

### Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.427/96 e constituída pelo Decreto nº 2.335/97, com as finalidades básicas de regular e fiscalizar as atividades setoriais de energia elétrica, estando vinculada ao MME, sucedendo o antigo Departamento Nacional de águas e Energia Elétrica (DNAEE).

As atuais responsabilidades da ANEEL incluem entre outros: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização e importação de energia elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificar dificuldades e obstáculo que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

### Conselho Nacional de Política de Energia - CNPE

A Lei nº 9.478/1997 definiu os objetivos a serem perseguidos pela política energética nacional e criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministério de Minas e Energia.

O CNPE é um órgão de assessoramento do Presidente da República, tendo como finalidade propor ao Presidente da República, políticas nacionais e medidas específicas destinadas a: a) Promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país; b) assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País; c) rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País; d) estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, álcool, carvão e da energia termonuclear; e) estabelecer diretrizes para a importação e

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

exportação de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado ; f) propor critérios de garantia de suprimento de energia elétrica que assegurem o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços; e g) propor critérios gerais de garantias de suprimento, a serem considerados no cálculo das energias asseguradas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação.

### Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (art. 14) autorizou a constituição do CMSE, com funções de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. O CMSE é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia tendo em sua composição quatro representantes do MME, e os titulares da ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS.

O principal objetivo do Comitê é o de evitar o desabastecimento do mercado de energia elétrica. Para isto deverá acompanhar a evolução do mercado consumidor, o desenvolvimento dos programas de obra, identificando, inclusive, as dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança do abastecimento.

O CMSE tem poderes para definir diretrizes e programas de ação, podendo requisitar, dos agentes setoriais, estudos e informações.

### Operador Nacional do Sistema – ONS

Criado em decorrência da Lei nº 9.648/98. O ONS é uma entidade de direito privado sem fins lucrativos que opera mediante autorização da ANEEL e integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e por consumidores livres cujo papel básico é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do Sistema Elétrico Interligado Nacional.

Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem:

- planejamento operacional para o setor de geração e transmissão;
- organização do uso do Sistema Elétrico Interligado Nacional e interligações internacionais;
- garantir aos agentes do setor acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória;
- assistência na expansão do sistema energético;
- propor ao MME os planos e diretrizes para extensões da Rede Básica; e
- apresentação de regras para operação do sistema de transmissão para aprovação da ANEEL.

O ONS é responsável, também, pela garantia do livre acesso aos sistemas de transmissão e pela administração dos respectivos contratos: a) Contratos em que concessionárias de transmissão colocam seus sistemas a disposição do Operador; e b) Contratos em que os usuários da transmissão asseguram o direito de uso da mesma.

O ONS deve desempenhar seu papel em nome de todos os interessados no setor e não poderá desempenhar qualquer atividade comercial de compra e venda de energia elétrica.

### Mercado Atacadista de Energia (MAE) / Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

A existência de um Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) foi considerada um elemento fundamental no setor elétrico parcialmente implantado a partir de 1998 e possuía como objetivos básicos a promoção de competitividade na geração e a instituição de um mercado para operações de curto prazo de energia elétrica. O MAE foi instituído pela Lei nº 9.648/98 (Art. 12).

A Lei nº 10.848/2004 autorizou a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para suceder ao Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Assim como o MAE, a CCEE é pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que opera sob autorização do Poder Concedente e mediante regulação e fiscalização da ANEEL. Nos termos da Lei nº 10.848/2004, a CCEE é integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização, por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica e pelos consumidores livres.

A CCEE absorveu as funções e estrutura do MAE. Entre suas principais atribuições estão: (i) a realização de leilões de compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada por delegação da ANEEL; (ii) registrar o volume de todos os contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada, os contratos resultantes de contratações no Ambiente de Contratação Livre; (iii) contabilizar e liquidar a diferença entre os montantes efetivamente gerados ou consumidos e aqueles registrados nas transações de curto prazo; (iv) apuração do PLD, utilizado para valorar as transações no mercado de curto prazo, v) aplicar as respectivas penalidades pelo descumprimento de limites de contratação de energia elétrica; vi) efetuar a estruturação e a gestão do Contrato de Energia de Reserva; vii) efetuar a estruturação, a gestão e a liquidação financeira da Conta no Ambiente de Contratação Regulada - CONTA-ACR e viii) efetuar a estruturação, a gestão e a liquidação financeira da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O Conselho de Administração da CCEE é composto por cinco membros, com o seu Presidente indicado pelo Ministério de Minas e Energia, três membros indicados pelas categorias (geração, distribuição e comercialização) e um membro indicado pelo conjunto de todos os agentes.

### Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Instituída pela Lei nº 10.847/2004 e criada pelo Decreto nº 5.187/2004, a EPE é uma empresa vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), cuja finalidade é prestar serviços de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos que visem o planejamento de expansão de geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental das usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

### PENALIDADES

Por meio da Resolução Normativa nº 63/2004, a ANEEL prevê a imposição de sanções contra os agentes do setor e classifica as penalidades com base na natureza e severidade da infração (inclusive advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar de processos de licitação para novas concessões, permissões ou autorizações e caducidade).

Para cada infração que seja caracterizada como multa, os valores podem chegar a até 2,0% do faturamento da concessionária, ou do valor estimado da energia produzida nos casos de autoprodução e produção independente, correspondente aos últimos 12 meses anteriores à lavratura do auto de infração, ou estimados para um período de 12 meses, caso o infrator não esteja em operação ou esteja operando por um período inferior a 12 meses. Algumas infrações que podem resultar em multas referem-se à falha das concessionárias em solicitar a aprovação da ANEEL, inclusive, sem limitação, no que se refere a:

- celebração de contratos entre partes relacionadas;
- venda ou cessão de ativos relacionados a serviços prestados assim como a imposição de qualquer ônus sobre esses ativos; e
- alterações no controle societário.

Na fixação do valor das multas deverão ser consideradas a abrangência e a gravidade da infração, os danos dela resultantes para o serviço e para os usuários, a vantagem auferida pelo infrator e a existência de sanção anterior nos últimos quatro anos.

### ENCARGOS SETORIAIS

#### CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, criou a CDE objetivando promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional) nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo território nacional.

Os recursos da CDE são provenientes, dentre outras fontes, dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, de multas aplicadas pela ANEEL e, desde 2003, de quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia elétrica com consumidor final no SIN, mediante encargo tarifário incluído na TUSD e na TUST. A CDE tem previsão de duração de 25 anos. A partir de 2013, a CDE passou adicionalmente a ter o objetivo de i) garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos descontos das tarifas de determinadas classes de consumidores; ii) prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; e iii) prover recursos e permitir a indenização da reversão das concessões.

#### ESS – Encargo de Serviço do Sistema

A ANEEL homologou as regras de mercado relativas ao ESS por meio da Resolução nº 290, de 4 de agosto de 2000. O ESS consiste em um valor em R\$/MWh correspondente à média dos custos incorridos para manter a confiabilidade e a estabilidade dos serviços do sistema prestados aos usuários do SIN. A Resolução CNPE nº 03/2013 instituiu que o custo do despacho adicional por motivo de segurança energética será rateado entre todos os agentes de mercado, inclusive geradores, proporcionalmente à energia comercializada nos últimos doze meses, inclusive o mês corrente, de acordo com as normas vigentes, mediante processo de contabilização e liquidação da CCEE, na forma do disposto no art. 59 do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004. Atualmente, a maioria dos geradores possuem liminares que os isentam de pagamento do Encargo

#### TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

A Taxa de Fiscalização foi criada pela Lei Federal n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e regulamentada pelo Decreto Federal n.º 2.410, de 28 de novembro de 1997 e pela ANEEL. A Taxa de Fiscalização é uma taxa anual devida desde 1997 por todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas, equivalente a 0,4% do benefício econômico anual auferido, com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais.

### EER – Encargo de Energia de Reserva

O EER foi criado pelo Decreto n.º 6.353, de 15 de janeiro de 2008, e regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL n.º 337, de 11 de novembro de 2008. O EER tem o objetivo de arcar com as despesas relacionadas com a contratação de energia de reserva contratada para aumentar a segurança do fornecimento de energia no SIN. O EER é pago mensalmente pelos consumidores finais do Sistema Interligado Nacional.

### PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

O PROINFA, instituído pela Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002 e revisado pela Lei n.º 10.762, de 11 de novembro de 2003 é pago por todos os agentes do SIN que comercializam energia com o consumidor final ou que recolhem tarifa de uso das redes elétricas relativa a consumidores livres, para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa participantes do PROINFA.

### ONS – Operador Nacional do Sistema

Refere-se ao ressarcimento de parte dos custos de administração e operação do ONS (entidade responsável pela operação e coordenação da Rede Básica) por todas as empresas de geração, transmissão e de distribuição bem como os grandes consumidores (consumidores livres) conectados à Rede Básica.

### CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

A CFURH foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas.

### CONTA-ACR

O Decreto n.º 8.221/14 (01/04/2014), regulamentado pela Resolução Normativa Aneel n.º 612/2014, estabeleceu a criação da Conta Ambiente de Contratação Regulada - Conta-ACR, a ser administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. A Conta é destinada a cobrir total ou parcialmente, no período de fevereiro a dezembro de 2014, as despesas das distribuidoras de energia elétrica decorrentes de exposição involuntária no mercado de curto prazo e dos despachos de usinas termelétricas vinculadas a contratos por disponibilidade do ambiente regulado.

Para captação de recursos à Conta-ACR, a CCEE obteve financiamentos junto a um grupo de instituições financeiras. Tais recursos devem ser repassados aos agentes da classe de distribuição, conforme determinado no Decreto n.º 8.221/14 e na Resolução Normativa Aneel n.º 612/14.

### Racionamento

A Lei 10.848/04 estabelece que, na hipótese de decretação de uma redução compulsória no consumo de energia de determinada região, todos os CCEARs por quantidade de energia, cujos compradores estejam localizados nessa mesma região, terão seus volumes ajustados na proporção da redução de consumo verificada.

## BANDEIRA TARIFÁRIA

### TARIFAS

As tarifas que a Companhia cobra pela distribuição de energia a consumidores finais são determinadas de acordo com o contrato de concessão da Companhia e com a regulamentação estabelecida pela ANEEL. O contrato de concessão da Companhia e a regulamentação estabelecem um teto para as tarifas e preveem ajustes anuais, periódicos e extraordinários.

Para determinar as tarifas aplicáveis, cada cliente é colocado em um grupo específico de tarifa, definido por lei. Clientes do Grupo A são aqueles que recebem energia com tensão de alimentação a partir de 2,3 kV ou mais, com a característica de possuírem Cabine Primária (Média Tensão) ou Estação de Transformação (Alta Tensão), e que, na sua maior parte, se qualificam como consumidores potencialmente livres nos termos da Lei do Modelo do Setor Elétrico (“Grupo A”).

Clientes do Grupo B, por sua vez, são aqueles que recebem energia com tensão de alimentação inferior a 2,3 kV (Tensão Nominal de 115 / 230 V), sendo esse grupo de clientes subdividido em: clientes residenciais, residenciais de Tarifa Social, rurais, de iluminação pública e outras classes (comerciais, industriais, etc.) tendo cada um dos subgrupos uma tarifa específica (“Grupo B”).

O quadro abaixo mostra informações sobre tarifas médias do Grupo A e Grupo B nos períodos indicados:

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Nível de Tensão	Tarifas Médias - R\$ / MWh		
	2015	2014	2013
A1 – Consumidores atendidos em 238 kV	241,77	183,84	151,22
A2 - consumidores atendidos de 88 a 138 kV	389,14	210,50	170,81
A3 - consumidores atendidos de 30 kV a 44 kV	376,93	211,83	175,44
A4 - consumidores atendidos de 2,3 a 25 kV	408,36	244,35	204,02
B1 - consumidores atendidos em até 2,3 kV residenciais	478,43	302,62	262,61
B2 - consumidores atendidos em até 2,3 kV rurais	346,14	212,13	184,47
B3 - Demais Classes de consumidores atendidos até 2,3 kV	484,84	308,04	267,91
B4 - consumidores atendidos em até 2,3 kV para Iluminação Pública	291,99	171,24	141,01
<b>Média Total</b>	<b>432,10</b>	<b>265,74</b>	<b>226,22</b>

As tarifas de vendas de energia elétrica foram calculadas dividindo-se as vendas faturadas sem o ICMS e o PIS/COFINS por MWh de energia elétrica vendida.

As tarifas para clientes do Grupo A baseiam-se na tensão de atendimento e na hora do dia da utilização da energia. As tarifas deste grupo apresentam duas componentes: uma “tarifa de demanda” e uma “tarifa de energia”. A tarifa de demanda, refere-se à capacidade do sistema alocada a cada cliente, expressa em Reais por kW, sendo faturada pelo maior valor entre (1) demanda firme contratada ou (2) demanda efetivamente registrada. A tarifa de energia, expressa em Reais por MWh, se baseia no volume de energia efetivamente consumido durante um período de fornecimento, que geralmente é de 30 dias.

No Grupo B, as tarifas são cobradas com base em apenas um componente: a energia efetivamente consumida expressa em Reais por MWh.

Clientes residenciais de baixa renda são considerados um subgrupo de clientes residenciais. De acordo com as regras atuais, correspondem às unidades consumidoras residenciais que consomem até 80 kWh por mês e os que consomem de 80 até 220kWh, desde que estejam aptos a receber benefícios de programas sociais para baixa renda do Governo Federal.

Para informações sobre o procedimento de faturamento das tarifas cobradas dos consumidores, vide item 7.3 “b” deste Formulário de Referência.

### Reajustes e Revisões Tarifárias

Os valores das tarifas de energia elétrica (uso de rede e fornecimento) são reajustados anualmente pela ANEEL (“Reajuste Tarifário Anual”), revistas periodicamente (“Revisão Tarifária Periódica”) a cada quatro anos e, por fim, podem ser revistas em caráter extraordinário (“Revisão Tarifária Extraordinária”).

Ao ajustar as tarifas de distribuição, a ANEEL divide os custos de concessionárias de distribuição entre (1) custos fora do controle da distribuidora (chamado de custos “não gerenciáveis”), ou Parcela A, e (2) custos sob o controle das distribuidoras (chamado de custos “gerenciáveis”), ou Parcela B. Os custos da Parcela A incluem, entre outros:

- Custos de energia comprada para revenda;
- Encargos setoriais: dentre os quais se destacam: Encargo de Serviço do Sistema - ESS; Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA, Encargo de Energia de Reserva - EER; e
- Custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Quando os preços dos itens não gerenciáveis definidos no momento do reajuste tarifário anual e/ou revisão tarifária oscilarem positiva ou negativamente impactarão o fluxo de caixa da Companhia. Porém, as variações dos itens não gerenciáveis são reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da CVA, e que por sua vez, serão repassadas aos consumidores no próximo reajuste e/ou revisão tarifária.

A Parcela B, por sua vez, compreende os itens de custo que estão sob o controle das concessionárias e inclui, entre outros:

- Retorno sobre os investimentos relacionados à concessão considerados na Base de Remuneração Regulatória determinada por ocasião das Revisões Tarifárias Periódicas;
- Custos de depreciação regulatória; e

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

- Custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

O contrato de concessão de cada empresa de distribuição estabelece um Reajuste de Tarifa Anual, conforme fórmula estipulada no próprio contrato de concessão. Neste momento, busca-se que os custos da Parcela A sejam repassados aos clientes. Os custos da Parcela B, entretanto, são corrigidos de acordo com o índice IGP-M, ajustado por um Fator X.

As distribuidoras de energia elétrica, conforme o contrato de concessão, também têm direito à revisão periódica das tarifas com intervalos que podem variar entre três e cinco anos (no caso da Companhia, a cada quatro anos). Nestas revisões (1) todos os custos da Parcela B são recalculados e (2) o Fator X é calculado para compartilhar ganhos de produtividade da concessionária, basicamente devido ao crescimento de mercado. Nos processos de reajustes tarifários do terceiro ciclo, o Fator X será calculado com base nos componentes: (i) XP (produtividade) e (ii) XQ (qualidade) e (iii) XT (trajetória de custos operacionais).

O Fator X é usado para ajustar o IGP-M que deve ser aplicado ao componente da Parcela B nos reajustes anuais.

Além disso, concessionárias de distribuição de energia têm direito a eventual Revisão Tarifária Extraordinária, a ser solicitada especificamente ao Poder Concedente e analisadas caso a caso. Tais solicitações serão aceitáveis em caso de significativo desequilíbrio econômico-financeiro causado por fatos imprevisíveis e não gerenciáveis pela empresa.

### Revisão Tarifária Extraordinária de 2013

O governo federal anunciou por meio da Medida Provisória 579 de 11 de setembro de 2012 um conjunto de regras para o setor elétrico, voltado para a renovação das concessões dos serviços de geração, transmissão e distribuição de energia.

A Medida Provisória nº 591, de 29 de novembro de 2012, alterou a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, e sobre a modicidade tarifária.

Em 14 de setembro de 2012, o Decreto-Lei 7.805 foi emitido, definindo alguns dos procedimentos operacionais para a implementação do que havia sido estabelecido na MP 579. Em 11 de janeiro de 2013 a Medida Provisória 579 foi convertida na Lei 12.783/2013.

Em 24 de janeiro de 2013 foi publicada a Medida Provisória nº 605, que definiu a cobertura dos descontos tarifários via repasse da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, além de estipular a criação de uma subvenção para alcance do equilíbrio na redução tarifária.

A revisão extraordinária das tarifas de distribuição homologada pela ANEEL com vigência a partir de 24 de janeiro de 2013 para todas as distribuidoras foi a etapa que efetivou as medidas de redução de custo da energia elétrica de que trataram a MP 579 e o Decreto 7.805.

Os procedimentos comuns a todas as distribuidoras foram:

- atribuição de valor zero à cobertura tarifária referente às quotas da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, da Reserva Global de Reversão – RGR – e redução da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- revogação da quota da CCC estipulada no processo tarifário de 2012;
- substituição das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUSTs, dos Sistemas de Distribuição – TUSDs e do Transporte de Itaipu; bem como dos encargos de conexão da distribuidora ou de eventuais consumidores do Grupo A1, face a revisão extraordinária dos custos de transporte;
- consideração dos contratos de compra de energia já iniciados até janeiro de 2013, em montantes anualizados, para a alocação inicial de cotas e para as cessões ou recebimentos de CCEARs determinadas pela ANEEL;
- retirada dos descontos de que trata o Decreto 7.891 da estrutura tarifária, a partir da exclusão da previsão concedida no processo tarifário de 2012 e;
- aplicação da redução percentual obtida na tarifa B1-Residencial às tarifas da Subclasse Residencial Baixa Renda do último processo tarifário, conforme § 2º do art. 4º do Decreto 7.891.

Os resultados obtidos atingiram uma redução média de 20,2% nas tarifas distribuição. A tarifa B1-Residencial, utilizada como métrica do equilíbrio na redução tarifária, teve uma queda mínima de 18% e máxima de 25,94% para clientes desta classe das distribuidoras, no caso da AES Sul a redução foi de 23,62%. Esses descontos não são igualmente distribuídos entre as áreas de concessão, de modo que os efeitos da retirada são distintos.

### Revisão Tarifária Periódica 2013

Em novembro de 2011 foram aprovadas as metodologias aplicáveis ao Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas (3CRTP) definidas nos Módulos 2 e 7 do PRORET que tratam, respectivamente, do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária aplicável.

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Ambos os módulos foram aprovados por meio das Resoluções 457/2011 e 464/2011 e aplicáveis a Revisão Tarifária Periódicas no período 2011 a 2014.

Em 16 de abril de 2013, a ANEEL, em Reunião Pública de Diretoria aprovou o resultado da Terceira Revisão Tarifária Periódica da Companhia.

As tarifas foram homologadas através Resolução Homologatória 1514 de 16 de abril de 2013 com vigência a partir de 19 de abril de 2013.

O índice aprovado correspondeu a um efeito médio de 3,93% para os clientes atendidos em baixa tensão e 3,91% para clientes atendidos em alta tensão. É importante observar que tais efeitos incidiram sobre tarifas já reduzidas, de acordo com a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) anunciada em 24/01 e conforme dispõe a Lei Nº 12.873/2013.

A tabela abaixo mostra uma comparação entre os valores finais aprovados pela ANEEL referente Revisão Tarifária da Companhia:

Revisão Tarifária de 2013		
<b>Parcela A (R\$)</b>	Encargos Setoriais	164.574.818,77
	Energia Comprada	1.228.653.670,49
	Transporte de Energia	122.700.701,22
	<b>Subtotal Parcela A</b>	<b>1.515.929.190,47</b>
<b>Parcela B (R\$)</b>	Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	287.538.720,09
	Custo Anual dos Ativos (CAA)	284.015.846,19
	Ajuste em função dos investimentos realizados	(2.614.886,64)
	Ajuste de mercado	(6.388.820,92)
	<b>Subtotal Parcela B</b>	<b>562.550.858,72</b>
<b>Receita Requerida (RR) R\$</b>	<b>2.078.480.049,19</b>	
Outras Receitas (OR) R\$	20.343.457,34	
<b>Receita Requerida (RR) - Outras Receitas (OR) R\$</b>	<b>2.058.136.591,85</b>	
<b>Receita Verificada (RV) R\$</b>	<b>1.969.692.422,98</b>	
<b>ÍNDICE DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO</b>	<b>4,49%</b>	
Componentes Financeiros R\$	(196.423.036,00)	
<b>IRT Financeiro</b>	<b>-5,40%</b>	

Os resultados apresentados na tabela acima consideraram os seguintes parâmetros obtidos durante o processo de Revisão Tarifária Periódica do terceiro ciclo da AES Sul, amplamente discutidos no âmbito da Audiência Pública 005/2013:

Revisão Tarifária de 2013- Parâmetros		
<b>Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)</b>	<b>Índice de Produtividade do OPEX</b>	<b>0,782%</b>
	Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	1.627.997,04
	Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	11.036.496,15
<b>Custo Anual dos Ativos (CAA)</b>	Base de Remuneração Bruta	2.503.033.419,38
	Base de Remuneração Líquida	1.488.544.466,49
	WACC antes de impostos	11,36%
	Taxa de depreciação Regulatória	3,71%
<b>Fator X</b>	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)	30.670.770,81
	Componente T do Fator X	0,00%
	Componente Pd do Fator X	1,12%

O nível regulatório de perdas de energia elétrica a ser adotado nos reajustes tarifários da AES SUL, de 2014 a 2017, ficou definido em 6,75% (seis vírgula setenta e cinco por cento) para as perdas técnicas sobre a energia injetada, excluída a energia injetada no nível de tensão A1, e 4,91% (quatro vírgula noventa e um por cento) para as perdas não técnicas sobre o mercado faturado de baixa tensão.

A REH 1514/2013 homologou também:

- o valor mensal de R\$ 10.107.793,36 (dez milhões, cento e sete mil, setecentos e noventa e três reais e trinta e seis centavos), que vem sendo repassado pela Eletrobrás à AES SUL, no período de competência de abril de 2013 a março de 2014, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com redação dada pela Medida Provisória nº 605, de 23 de janeiro de 2013, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013; o valor em parcela única R\$ 26.493.935,07, repassado pela Eletrobrás à AES SUL, para cobertura do resultado positivo da Conta de Compensação de Variação de Valores de itens da 'Parcela A' - CVA do Encargo de

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Serviço do Sistema – ESS, conforme estabelecido no art. 4º-A, § 4º, do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, com redação dada pelo Decreto nº 7.945, de 7 de março de 2013.

### Reajuste tarifário 2014

Em 16 de abril de 2014, por meio da Resolução Homologatória nº 1.718 a ANEEL autorizou um reajuste tarifário médio de +16,42%, a ser aplicado nas tarifas da Companhia a partir de 19 de abril de 2014. O índice de 16,42%, somado a outros dados financeiros do último processo tarifário que são retirados no reajuste atual, resultou em um efeito médio de 29,54% a ser percebido pelos consumidores.

Esse reajuste é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário 2014		
<b>Parcela A</b>	Encargos Setoriais	1,27%
	Energia Comprada	8,23%
	Encargos de Transmissão	0,70%
<b>Parcela A</b>		<b>10,20%</b>
<b>Parcela B</b>		<b>1,69%</b>
<b>Reajuste Econômico</b>		<b>11,89%</b>
CVA		3,90%
Neutralidade		-0,17%
Outros Componentes Financeiros		0,80%
<b>Financeiros</b>		<b>4,53%</b>
<b>Reajuste total</b>		<b>16,42%</b>

Desta forma as Parcelas A e B da Companhia, após o Reajuste Tarifário de 2014, tiveram os seguintes impactos:

### Parcela A

A Parcela A foi reajustada em 14,05%, representando 10,20% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais – Os encargos setoriais tiveram uma variação de 16,32% em relação ao ano anterior, principalmente devido a CDE e ESS representando 1,27% no reajuste econômico;
- Energia Comprada – O aumento de 13,92% decorre principalmente do aumento do PLD que afeta o custo dos contratos de compra de energia por disponibilidade (térmicas), bem como pela maior participação deste tipo de contrato no portfólio da Companhia. O custo com Itaipu também contribuiu para este aumento, tendo em vista a alta de 14,86% na cotação do dólar considerado neste reajuste em comparação com o considerado no evento tarifário de 2013. O aumento da compra de energia representou 8,23% no reajuste econômico; e
- Encargos de Transmissão – O aumento de 12,23% decorre das tarifas de transmissão publicadas pela ANEEL para o ciclo 2013-2014 e repassadas neste reajuste, representando 0,70% no reajuste econômico.

### Parcela B

O índice de reajuste da Parcela B foi de 6,18%, que representa uma participação de 1,69% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de 7,30% no período de 12 meses findos em 30 de março de 2014, e
- Fator X de 1,12%, composto por:
  - X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de 1,12%, previamente definido na 3RTP para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo;
  - X-Q (qualidade do serviço) de 0,00%, decorrente da evolução da qualidade do serviço prestado em 2012; e
  - X-T (trajetória de custos operacionais) de 0,00%, previamente definido na 3RTP para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo.

### Revisão Tarifária Extraordinária de 2015

Em Março de 2015, a ANEEL aprovou revisão extraordinária para todas as distribuidoras de energia elétrica, através da Resolução Homologatória 1858, com o objetivo aliviar as pressões financeiras pelas quais as distribuidoras estavam submetidas, em função do alto custo da energia no curto prazo e aumento expressivo dos encargos setoriais, ambos componentes de parcela A.

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

O resultado foi o repasse antecipado para o consumidor de alguns custos, com compra de energia e encargos, que seriam repassados somente no próximo processo tarifário que, no caso da AES Sul, ocorreu em 19 de Abril.

O impacto médio para o consumidor foi de 39,43%.

### Reajuste Tarifário Anual de 2015

Em 14 de abril de 2015, por meio da Resolução Homologatória nº 1.879 a ANEEL autorizou um reajuste tarifário médio de +52,45%, a ser aplicado nas tarifas da Companhia a partir de 19 de abril de 2015. O índice de 52,45%, somado a outros dados financeiros do último processo tarifário que são retirados no reajuste atual, resultou em um efeito médio de 5,46% a ser percebido pelos consumidores.

Esse reajuste é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário Anual - 2015		
Parcela A (R\$)	Encargos Setoriais	28,22%
	Transporte de Energia	1,86%
	Energia Comprada	15,55%
Parcela A (R\$)		45,63%
Parcela B (R\$)		0,28%
Reajuste Econômico		45,91%
CVA		5,61%
Neutralidade		0,07%
Outros Componentes Financeiros		0,86%
Financeiros		6,54%

Desta forma as Parcelas A e B da Companhia, após o Reajuste Tarifário de 2015, tiveram os seguintes impactos:

#### Parcela A

A Parcela A foi reajustada em 61,72%, representando 45,63% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais – Os encargos setoriais tiveram uma variação de 351,86% em relação ao ano anterior, principalmente devido a CDE representando 28,22% no reajuste econômico;
- Energia Comprada – O aumento de 26,00% decorre principalmente do aumento do PLD que afeta o custo dos contratos de compra de energia por disponibilidade (térmicas), bem como pela maior participação deste tipo de contrato no portfólio da Companhia. O custo com Itaipu também contribuiu para este aumento, tendo em vista a alta na da tarifa de Itaipu em 46,14% e de 36,83% na cotação do dólar considerado neste reajuste em comparação com o considerado no evento tarifário de 2014. O aumento da compra de energia representou 15,55% no reajuste econômico; e
- Encargos de Transmissão – O aumento de 30,55% decorre das tarifas de transmissão publicadas pela ANEEL para o ciclo 2014-2015 e repassadas neste reajuste, representando 1,86% no reajuste econômico.

#### Parcela B

O índice de reajuste da Parcela B foi de 1,09%, que representa uma participação de 0,28% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de 3,16% no período de 12 meses findos em 30 de março de 2015, e
- Fator X de 2,07%, composto por:
  - X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de 1,12%, previamente definido na 3RTP para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo;
  - X-Q (qualidade do serviço) de 0,95%, decorrente da evolução da qualidade do serviço prestado em 2014; e
  - X-T (trajetória de custos operacionais) de 0,00%, previamente definido na 3RTP para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo.

### Reajuste Tarifário Anual de 2016

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

Em 12 de abril de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 1.879 a ANEEL autorizou um reajuste tarifário médio de -1,89%, a ser aplicado nas tarifas da Companhia a partir de 19 de abril de 2016. O índice de -1,89%, somado a outros dados financeiros do último processo tarifário que são retirados no reajuste atual, resultou em um efeito médio de -0,34% a ser percebido pelos consumidores.

Esse reajuste é composto pelos seguintes itens:

REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL - 2016		
Parcela A	Encargos Setoriais	0,38%
	Transporte de Energia	-0,39%
	Energia Comprada	-3,74%
Parcela A		-3,75%
Parcela B		1,86%
Reajuste Econômico		-1,89%
CVA		8,27%
Neutralidade		2,37%
Outros Componentes Financeiros		-4,81%
Financeiros		5,83%

Desta forma as Parcelas A e B da Companhia, após o Reajuste Tarifário de 2015, tiveram os seguintes impactos:

### **Parcela A**

A Parcela A foi reajustada em -4,57%, representando -3,75% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- **Encargos Setoriais** – Os encargos setoriais tiveram uma variação de 1,55% em relação ao ano anterior, principalmente devido a CDE representando 0,38% no reajuste econômico;
- **Energia Comprada** – O aumento de -7,25% decorre principalmente do fim de contratos mais caros de compra de energia e pela redução da tarifa de Itaipu em comparação com o considerado no evento tarifário de 2015. A queda da compra de energia representou -3,74% no reajuste econômico; e
- **Encargos de Transmissão** – A queda de 6,36% decorre das tarifas de transmissão publicadas pela ANEEL para o ciclo 2015-2016 e repassadas neste reajuste, representando -0,39% no reajuste econômico.

### **Parcela B**

O índice de reajuste da Parcela B foi de 10,43%, que representa uma participação de 1,86% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de 11,56% no período de 12 meses findos em 30 de março de 2016, e
- Fator X de 1,12%, composto por:
  - X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de 1,12%, previamente definido na 3RTP para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo;
  - X-Q (qualidade do serviço) de 0,00%, decorrente da manutenção da qualidade do serviço prestado em 2014; e
  - X-T (trajetória de custos operacionais) de 0,00%, previamente definido na 3RTP para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo.

### **Tarifas pelo Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão**

A ANEEL homologa tarifas pelo uso e acesso aos sistemas de distribuição e de transmissão. As tarifas são (i) de distribuição (TUSD), e (ii) de transmissão (TUST), que compreende a Rede Básica e suas instalações auxiliares.

Além disso, as empresas de distribuição do sistema interligado no Sul e no Sudeste/Centro Oeste pagam taxas específicas pela transmissão de eletricidade gerada em Itaipu.

Nos últimos anos, o governo teve por meta a melhoria do sistema de transmissão nacional e, como resultado, algumas empresas de transmissão se envolveram em programas de expansão significativos, custeados por aumentos nas tarifas de transmissão. O aumento

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

nas tarifas de transmissão e taxas pagas pelas Concessionárias de Distribuição é repassado aos seus respectivos clientes através dos Reajustes de Tarifas Anuais e nas Revisões Tarifárias Periódicas.

### ***TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição***

A TUSD, que é revisada anualmente de acordo com a variação de seus componentes, é paga por geradoras e consumidores livres e especiais pelo uso do sistema de distribuição da concessionária na qual tais geradoras e consumidores livres e especiais estejam conectados. O valor a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação da demanda de energia elétrica contratada junto à concessionária de distribuição, em kW, pela tarifa estabelecida pela ANEEL, em R\$/kW, bem como pela energia medida, em MWh, pela tarifa estabelecida pela ANEEL em R\$/MWh. A TUSD é formada por diversos encargos setoriais, bem como a remuneração da concessionária pelo uso da rede local e os custos regulatórios de pessoal, material e serviços de terceiros.

### ***TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão***

A TUST é paga por distribuidoras, geradoras e consumidores livres e especiais pelo uso da Rede Básica e é revisada anualmente de acordo com (i) a inflação e (ii) a receita anual das empresas de transmissão (que também incorpora custos de expansão da própria rede).

As Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST têm por objetivo cobrir os custos associados ao serviço de transporte da energia elétrica no sistema elétrico brasileiro, ou seja, desde os parques geradores de energia elétrica até os centros de consumo.

Sendo o Brasil um país com geração predominantemente hidráulica, as usinas, via de regra, encontram-se afastadas dos centros de carga, tornando-se necessário que uma extensa rede de linhas de transmissão e de subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica, transportem essa energia.

A operação, coordenação e controle desta rede de transmissão é de responsabilidade do ONS (Operador Nacional do Sistema), pessoa jurídica de direito privado, autorizado do Poder Concedente, regulado e fiscalizado pela ANEEL.

As concessionárias de transmissão são remuneradas através de uma Receita Anual Permitida - RAP, definida e homologada pela ANEEL por meio dos Leilões de Transmissão ou de Resoluções Autorizativas. Esta RAP deve ser suficiente para remunerar os investimentos das transmissoras, cobrir os custos de operação e manutenção das instalações, inclusive os custos relativos aos centros de operação do sistema, aos serviços de telecomunicação e da transmissão de dados, além dos tributos e encargos setoriais.

Assim, as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) têm a finalidade de arrecadar os montantes associados a RAP de cada transmissora, sendo que estas tarifas são estabelecidas anualmente pela ANEEL na mesma data em que ocorre o reajuste da RAP das transmissoras, para vigência a partir de 1º de julho de cada ano. A TUST é aplicada a todos os usuários do sistema de transmissão, neste caso: Distribuidoras, geradores, consumidores livres e agentes importadores/exportadores de energia, exceto os diretamente conectados a DITs.

O cálculo destas tarifas é realizado a partir de simulação de um programa computacional, chamado Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada: i) a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações; as demandas de geração e de carga do sistema; ii) a receita total a ser arrecadada e iii) de alguns parâmetros estabelecidos pela ANEEL. Cabe informar que a receita total do sistema a ser paga às concessionárias de transmissão, além de ser composta pela RAP, é formada também por parte do orçamento do ONS, por uma Parcela de Ajuste, que correspondente às diferenças de arrecadação do período anterior, e por uma previsão de receita para pagamento de instalações de transmissão que irão entrar em operação ao longo do período considerado.

Desta forma, pela metodologia utilizada pela ANEEL as tarifas de transmissão são aplicadas proporcionalmente ao uso que cada agente faz deste sistema, ou seja, são estabelecidas tarifas específicas para cada ponto de conexão com este sistema de transmissão, à razão da demanda contratada pelos agentes em cada um destes pontos de conexão.

### ***Tarifa de repasse da potência de Itaipu***

A ANEEL determina anualmente a tarifa de repasse de potência da usina de Itaipu, em Dólares. Em dezembro de 2015, a tarifa homologada para o exercício de 2016 foi estabelecida em US\$25,78/kW mês, aplicável aos faturamentos realizados de 1º de janeiro a 1º de dezembro de 2016, de acordo com a Resolução Homologatória da ANEEL n.º 2001, de 15 de dezembro de 2015.

### ***Limitação de Repasse***

Como regra geral, a Companhia repassa aos seus clientes, por meio de suas tarifas, todo o seu custo de compra de energia, com exceção de situações excepcionais previstas pela regulamentação aplicável.

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

As regras estabelecem também limites para repasse dos custos com a compra de energia aos consumidores finais. O Decreto n.º 5.163 estabelece as seguintes restrições na capacidade de empresas de distribuição de repassar os custos aos consumidores:

- não repasse dos custos referentes aos volumes que excedam 105,0% da demanda real;
- repasse limitado dos custos para compras de energia feitas em um leilão "A-3", se o volume da energia adquirida exceder 2,0% da demanda verificada nos 2 anos anteriores (ou seja, em A-5");
- repasse limitado dos custos de aquisição de energia de novos projetos de geração de energia se o volume recontratado por meio de CCEARs de instalações existentes de geração estiver abaixo do "Limite Inferior de Contratação" definido pelo Decreto n.º 5.163;
- se as Distribuidoras não cumprirem a obrigação de contratar a energia necessária para o atendimento integral de suas demandas, o repasse dos custos de energia adquirida no mercado de curto-prazo será equivalente ao menor valor entre o PLD e o VR.

### Bandeiras Tarifárias

A partir de janeiro de 2015, as contas de energia estão sendo faturadas de acordo com o Sistema de Bandeiras Tarifárias, segundo a Resolução Normativa nº 547/2013 da ANEEL.

O sistema possui três classificações de bandeiras que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

- Bandeira verde: Condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.
- Bandeira amarela: Condições de gerações menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 KWh consumidos até fevereiro/2015; R\$ 2,50 para cada 100 KWh consumidos entre março/2015.
- Bandeira vermelha: Condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 KWh consumidos até fevereiro/2015 e R\$ 5,50 para cada 100 KWh consumidos entre março/2015 a janeiro/2016. A partir de fevereiro/2016, a Bandeira vermelha foi dividida entre Patamar 1 e Patamar 2, que acrescentam, respectivamente, R\$ 3,00 e R\$ 4,50 para cada 100 KWh consumidos.

Entre janeiro/2016 e fevereiro/2016, esteve em vigor o Patamar 1 da Bandeira Tarifária Vermelha, com os valores dos acréscimos das bandeiras tarifárias passando para R\$ 3,00 para cada 100 KWh consumidos.

No mês de março/2016, esteve em vigor a Bandeira Amarela, que acrescentou R\$ 1,50 para cada 100 kWh consumidos. Finalmente, em abril/2016, entrou em vigor a Bandeira Tarifária Verde, sem acréscimos à tarifa.

O acionamento de cada bandeira tarifária é sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica do país.

### CONCESSÕES

A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 regulamentou o artigo 175 da Constituição Federal e determinou normas para a prestação de serviços públicos. A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 estabeleceu regras específicas para o setor de energia elétrica e, dentre elas, permitiu a prorrogação das concessões de distribuição.

As empresas distribuidoras, que operavam sem um "contrato de concessão" formal, passaram a firmar os referidos instrumentos. Os contratos de concessão de distribuição definem os "direitos e obrigações da concessionária", considerando os termos da Lei nº 8.987/95.

As empresas ou consórcios que desejem construir e/ou operar instalações para geração com potência acima de 30 MW, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. As concessões garantem o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é limitado a 35 anos para novas concessões de geração, e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Concessões existentes poderão ser renovadas a critério do poder concedente por igual período.

A Lei de Concessões estabelece, entre outras coisas, as condições que a concessionária deve cumprir na prestação dos serviços de energia, os direitos dos consumidores, e as obrigações da concessionária. Os principais dispositivos da Lei de Concessões estão resumidos como segue:

Serviço adequado: A concessionária deve prestar adequadamente serviço regular, contínuo, eficiente e seguro.

Servidões (uso de terrenos): O poder concedente pode declarar quais são os bens necessários à execução de serviço ou obra pública de necessidade ou utilidade pública, nomeando-os de servidão administrativa, em benefício de uma concessionária. O poder concedente, nesse caso, fica responsável pelas indenizações cabíveis.

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

**Responsabilidade objetiva:** A concessionária é objetivamente responsável pelos danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada dos serviços de distribuição de energia, como no caso de interrupções abruptas no fornecimento e variações na voltagem, independentemente de sua culpa.

**Alterações do Controle Societário:** O poder concedente deve aprovar qualquer alteração direta ou indireta de participação controladora na concessionária.

**Intervenção pelo poder concedente:** O poder concedente poderá intervir na concessão a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais, regulatórias e legais. Dentro de 30 dias da data do decreto autorizando a intervenção, o poder concedente deve dar início a um procedimento administrativo em que é assegurado à concessionária o direito de contestar a intervenção. Durante o procedimento administrativo, um interventor nomeado pelo poder concedente passa a ser responsável pela prestação dos serviços objeto da concessão. Caso o procedimento administrativo não seja concluído dentro de 180 dias da data do decreto, a intervenção cessa e a administração da concessão é devolvida à concessionária, sendo necessária prestação de contas pelo interventor. A administração da concessão é também devolvida à concessionária se o interventor decidir pela não extinção da concessão e o seu termo final não tiver expirado.

**Término antecipado da concessão:** O término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação ou caducidade. Encampação consiste na retomada do serviço pelo poder concedente durante o prazo de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público que devem ser expressamente declaradas por lei autorizativa específica. A caducidade deve ser declarada pelo poder concedente depois de a ANEEL ou o MME ter emitido um despacho administrativo final indicando que a concessionária, entre outras coisas, (1) deixou de prestar serviços adequados e eficientes ou de cumprir a legislação ou regulamentação aplicável; (2) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados; ou (3) que a concessionária não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo poder concedente. A concessionária pode contestar a encampação ou caducidade em juízo e tem direito à indenização por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas contratuais e danos causados pela concessionária.

**Término por decurso do prazo:** Com o advento do termo contratual, todos os ativos relacionados à prestação dos serviços de energia reverterem ao Governo Federal. Depois do término, a concessionária tem direito de indenização por seus investimentos em ativos revertidos que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados.

As concessões vincendas em 2015 foram renovadas mediante novas condições de prestação de serviço contidas no novo modelo de Contrato de Concessão. No Contrato, não há mais risco de mercado para itens da Parcela A e o índice de atualização monetária e o IPCA.

Dependendo da opção a ser adotada, haverá um sinal de preço maior ou menor para a recontração de energia por parte das Distribuidoras, e consequente impacto nos preços praticados no mercado livre. A percepção é de que deve prevalecer a prorrogação das atuais concessões, mantendo a exploração dos serviços, mas de forma onerosa.

Com o propósito de analisar as implicações sobre a questão das prorrogações ou licitação, o governo federal, liderado pelo MM E, formou um grupo de trabalho.

Em setembro de 2012 o governo promulgou a Medida Provisória nº 579, que versava acerca da renovação das concessões de Geração, Transmissão e Distribuição, vincendas entre 2015 e 2017 bem como da redução dos encargos setoriais.

A mencionada Medida Provisória foi aprovada no Congresso Nacional e, portanto, convertida na Lei nº 12.783 de 11 de Janeiro de 2013. O quadro apresenta um resumo dos prazos de concessão por segmento e por data de outorga:

Segmento	Concessões Existentes em Jul/95	Concessões Outorgadas entre Jul/95 e Dez/03	Concessões Outorgadas após Dez/03
Distribuição & Transmissão	Período Original + 20 anos	30 anos + 30 anos	30 anos + 30 anos
Geração (exceções à parte)	Período Original + 20 anos	35 anos + 20 anos	35 anos + 0 ano (sem extensão)

Fonte: Fitch Ministério de Minas e Energia (MME) e Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica).

Fonte: FitchRatings

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

A prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica pela Companhia está autorizada até 06 de Novembro de 2027, por meio do Contrato de Concessão nº. 012/97 celebrado com a ANEEL em 06 de Novembro de 1997 ("Contrato de Concessão").

No que diz respeito à obtenção e manutenção de tal autorização de prestação de serviço público, destaca-se no histórico da relação entre a Companhia e a administração pública a celebração dos termos aditivos ao Contrato de Concessão, Nesse contexto, em 20 de

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

maio de 2005, a Companhia firmou o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, com objetivo de (i) formalizar a alteração da razão social da Companhia e a alteração em seu controle acionário, (ii) formalizar a incorporação pela Companhia da AES Guaíba Empreendimentos Ltda. e (iii) alterar disposição sobre os encargos da concessionária, de modo que a Companhia fique obrigada a aplicar anualmente 1% por cento, no mínimo, da sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e em ações que tenham por objetivo o combate ao desperdício de energia, nos termos da Lei n.º 9.991/2000. Em 8 de abril de 2005, foi firmado o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para adequar o instrumento contratual ao Decreto nº 5.163/2004. Em 12 de abril de 2010, foi firmado o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, alterando os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, visando à neutralidade dos Encargos Setoriais da Parcela "A" da receita anual da concessionária.

No processo de obtenção da autorização para o exercício de sua atividade, não há um histórico de relacionamento entre a Companhia e administração pública a ser destacado. Não obstante, no decorrer do Contrato de Concessão foram celebrados termos aditivos a tal contrato, que compõem um histórico de relacionamento relativo à manutenção da concessão outorgada.

### ***b. política ambiental da Companhia e custos incorridos para o cumprimento da regulação ambiental e, se for o caso, de outras práticas ambientais, inclusive a adesão a padrões internacionais de proteção ambiental***

#### **Aspectos Ambientais**

##### **Política de Sustentabilidade e SGA (Sistema de Gestão Ambiental)**

A AES Sul está integrada à Política de Sustentabilidade da AES Brasil, que é baseada no compromisso com o desenvolvimento sustentável, e nos quatro direcionadores estratégicos do Planejamento Estratégico Sustentável do grupo: satisfação do cliente; desenvolvimento de negócios; eficiência no uso de recursos e disciplina na execução; e engajamento de públicos de relacionamento.

O cumprimento da legislação ambiental aplicável ao setor elétrico é fiscalizado por órgãos e agências governamentais, que podem impor sanções administrativas e penais por eventual inobservância da legislação, independentemente da obrigação de reparar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados. O cumprimento da legislação é um dos princípios norteadores da Política de Sustentabilidade da AES Brasil.

Com o objetivo de avaliar o desempenho ambiental da Companhia, a Companhia conta com Sistema de Gestão Ambiental Certificado em suas atividades administrativas e operacionais além das instalações como linhas de subtransmissão, subestações, lojas de atendimento a clientes, escritórios administrativos e bases operacionais, que está de acordo com a Política de Sustentabilidade e é baseado na norma da NBR ISO 14001:2004. Como atendimento a um dos itens da ISO 14001:2004, a Companhia identificou, monitorou e avaliou mudanças nas leis e normas ambientais aplicáveis ao seu negócio, buscando sempre seu atendimento e a melhoria contínua no desenvolvimento de suas atividades.

A Companhia é auditada constantemente, tanto por determinação de sua controladora, The AES Corporation, como também para verificar a sua aderência à norma ISO 14001:2004.

O gerenciamento ambiental de todas as atividades da Companhia é realizado com foco na prevenção e levando em consideração os orçamentos e estimativas da Companhia elaboradas em base à dados históricos e melhores práticas da área ambiental.

#### **Licenciamento Ambiental**

A legislação ambiental brasileira, por meio da Lei Federal nº 6.938/81, alterada pela Lei Complementar nº 140, de 08 de dezembro de 2011, e da Resolução CONAMA 237/97, determina que a instalação de empreendimentos que de qualquer forma causem degradação do meio ambiente depende do prévio licenciamento ambiental. Tanto as atividades de transmissão quanto as de distribuição de energia estão sujeitas ao licenciamento ambiental.

O procedimento se aplica tanto para empreendimentos novos, quanto para as ampliações ou alterações nele procedidas, sendo que as licenças emitidas precisam ser renovadas periodicamente. De acordo com a legislação federal, se a renovação for requerida até 120 dias antes do vencimento da licença, considera-se prorrogada a sua validade até a manifestação do órgão ambiental sobre o requerimento.

O processo de licenciamento ambiental compreende, basicamente, três estágios que determinam a expedição das seguintes licenças: licença prévia, licença de instalação e licença de operação. Cada uma destas licenças é emitida conforme a fase em que se encontra o empreendimento e a manutenção de sua validade depende do cumprimento das condicionantes que forem estabelecidas pelo órgão ambiental competente.

Para fins de licenciamento de empreendimentos cujos impactos sejam considerados significativos, exige-se a elaboração de EIA/RIMA (Estudo de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto de Meio Ambiente). Há previsão de procedimentos simplificados quando o empreendimento for considerado de pequeno potencial de impacto ambiental. De acordo com Resolução CONAMA nº 279/01, os

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

empreendimentos elétricos de baixo impacto ambiental podem submeter-se ao procedimento simplificado de licenciamento ambiental. Desse modo, em lugar do EIA/RIMA, deve ser elaborado o Relatório Ambiental Simplificado ("RAS"). A definição do órgão competente para o licenciamento está associada à magnitude e abrangência do impacto ambiental que o empreendimento ocasionará. Empreendimentos de impacto ambiental regional, ou seja, que envolvam mais de um Estado da federação ou realizados em áreas de interesse ou domínio da União, devem ser licenciados pelo IBAMA. Nos demais casos, a competência é dos órgãos ambientais estaduais. Todavia, caso o impacto seja exclusivamente local, o licenciamento poderá ser conduzido pelos municípios.

O Código de Meio Ambiente do Estadual do Rio Grande do Sul, instituído Lei Estadual nº 11520 de agosto de 2000, em seu artigo 69, atribuiu aos municípios o licenciamento ambiental dos empreendimentos e atividades consideradas como de impacto local, bem como aquelas que lhe forem delegadas pelo Estado por instrumento legal ou Convênio.

O Código de Meio Ambiente do Estadual do Rio Grande do Sul, instituído Lei Estadual nº 11.520 de agosto de 2000, em seu artigo 69, atribuiu aos municípios o licenciamento ambiental dos empreendimentos e atividades consideradas como de impacto local, bem como aquelas que lhe forem delegadas pelo Estado por instrumento legal ou Convênio.

No âmbito administrativo, as penalidades pela ausência de licenciamento podem variar de simples advertência até aplicação de multa de R\$ 50,00 (cinquenta reais) a R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), conforme Decreto Federal nº 6.514/2008. No âmbito criminal, merece destaque a figura da responsabilidade penal da pessoa jurídica, nos termos da Lei Federal nº 9.605/98, contemplada de forma independente à responsabilização das pessoas físicas que concorrem para a prática do crime ambiental, e que pode sujeitá-la, por exemplo, ao pagamento de multa ou restrição de direitos.

Conforme dispõe a Política Nacional do Meio Ambiente, desde a publicação da Lei Federal nº 10.165/00, além do licenciamento ambiental, os empreendimentos que se dedicam a atividades potencialmente poluidoras ou que utilizem recursos naturais, devem ser registrados no Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras ("CTF"), perante o IBAMA. A regularidade desse cadastro depende da apresentação periódica de relatórios sobre as atividades exercidas e, em alguns casos, do pagamento da Taxa de Controle Fiscalização Ambiental ("TCFA").

### Estudos para obtenção de licenciamento ambiental e medidas compensatórias

As atividades desenvolvidas por meio das Linhas de Transmissão e Subestações são consideradas pela Fundação Estadual de Proteção Ambiental (FEPAM) como de potencial poluidor médio e baixo, respectivamente. O licenciamento dessas atividades está sujeito a estudos ambientais onde são analisadas as questões socioambientais dos locais onde as atividades serão desenvolvidas.

As atividades que envolvem Linhas de Transmissão e Subestações no âmbito municipal também estão sujeitas a estudos ambientais. Tanto o licenciamento estadual quanto o municipal podem exigir estudos mais detalhados se identificada tal necessidade no início ou durante o processo de licenciamento.

As medidas compensatórias definidas seguem a legislação estadual e municipal, e incidem sobre impactos de supressão de vegetação, inclusive em Áreas de Preservação Permanente. Estas medidas compensatórias consistem normalmente por meio de implantação de projetos de reposição florestal pelo empreendedor, sendo no mínimo 70% na área objeto do empreendimento, ou, a critério do órgão ambiental, podendo também ser realizada através da compensação por meio de doação de mudas de espécies nativas, dependendo de prévio acordo por meio de convênio com o órgão licenciador.

### Outras autorizações

Além das licenças ambientais acima mencionadas, o desenvolvimento regular das atividades da Companhia também está sujeito à obtenção de outras autorizações, tais como (i) autorização para intervenção em áreas de preservação permanente e (ii) supressão de vegetação. Estas dependem de medidas compensatórias, como dito anteriormente, aprovadas pelo órgão ambiental.

A ausência de licenças e autorizações ambientais, independentemente de a atividade estar ou não causando danos efetivos ao meio ambiente, caracteriza a prática de crime ambiental, além de sujeitar o infrator a penalidades administrativas, tais como, multas, suspensão de subsídios dos órgãos públicos ou a suspensão, temporária ou permanente de atividades.

Os indeferimentos por parte dos órgãos ambientais licenciadores na emissão ou renovação das licenças ambientais, assim como a eventual impossibilidade da Companhia de atender às exigências estabelecidas por tais órgãos ambientais no curso do processo de licenciamento ambiental, poderão prejudicar, ou mesmo impedir, conforme o caso, a instalação e a operação dos seus empreendimentos, representando potenciais riscos de não cumprimento do seu plano de investimentos e consequente deficiência no atendimento da demanda por energia elétrica.

A ocorrência de danos ambientais, decorrentes da instalação e/ou operação de empreendimentos elétricos também pode sujeitar a Companhia à imposição de penalidades administrativas e penais. Na esfera civil, os danos ambientais implicam responsabilidade solidária e objetiva, direta e indireta. Isso significa que a obrigação de reparar a degradação causada poderá afetar a todos os direta ou indiretamente envolvidos, independentemente da comprovação de culpa dos agentes. Como consequência, a contratação de terceiros

## 7.5 - Efeitos relevantes da regulação estatal nas atividades

para proceder a qualquer intervenção nas operações, da Companhia como a disposição final de resíduos ou a supressão de vegetação, não exime a responsabilidade da mesma por eventuais danos ambientais causados pela entidade contratada.

### Dispêndios e Investimentos

Ao longo de 2015, os recursos voltados ao gerenciamento de impactos ambientais totalizaram R\$ 17,395 milhões, envolvendo construção de redes protegidas, licenciamento ambiental, treinamento, manejo da vegetação e tratamento e destinação de resíduos perigosos.

### Passivos

Ocorrências imprevistas são devidamente gerenciadas pela AES Sul, que também responde pelos passivos ambientais decorrentes das atividades de distribuição efetuados anteriormente à privatização, conforme determina a legislação Resolução CONAMA nº 420/09. O cumprimento das ações é acompanhado pelo órgão ambiental competente, FEPAM.

Assim, sempre que há a suspeita ou indício de um potencial passivo, a AES Sul busca confirmar a sua existência através da elaboração de estudos em cumprimento as normas técnicas da FEPAM e a legislação específica, que possam confirmar ou não a sua existência. Uma vez confirmado, o passivo é gerenciado individualmente.

A Companhia e a coligada AES Florestal estão envolvidas em um único caso relativo a passivos ambientais, localizado em uma Unidade de Tratamento de Madeira (UTM) recebida pela Companhia em novembro de 1997, após o processo de privatização da CEEE, e que foi operada pela AES Sul até dezembro de 2005. Em fevereiro de 2006, em virtude de problemas no processo de privatização a CEEE retomou a posse do ativo.

Durante o período em que esteve na posse da Unidade de Tratamento de Madeira (UTM) de Barreto, no município de Triunfo - RS, a Companhia identificou a existência de passivo ambiental na área da Fábrica, relativo à época em que a CEEE havia operado a UTM, decorrente de produtos químicos usados no processo produtivo. A Companhia comunicou os fatos às autoridades competentes (Ministério Público Estadual e Órgão Ambiental Estadual - FEPAM).

Após a comunicação da existência do passivo, o Ministério Público Estadual instaurou um Inquérito Civil nº 24/2005, que instruiu Ação Civil Pública ajuizada em 13 de março de 2008 em face da CEEE, CEEE-D, a Companhia e a coligada AES Florestal (empresas que operaram a Fábrica até a descoberta do passivo ambiental).

Antes do ajuizamento da Ação Civil Pública pelo Ministério Público foi contratada uma empresa de consultoria ambiental para dar continuidade aos estudos ambientais, estruturando todos os documentos e avaliações ambientais que foram desenvolvidos. Adicionalmente ao estudo técnico, o trabalho da empresa de consultoria envolveu a realização dos planos de contenção da contaminação através da remoção dos focos ativos de contaminação. Estes planos são compostos por atividades técnicas a serem desenvolvidas e cronograma físico-financeiro. O valor estimado para a realização do plano de contenção da contaminação, previsto no relatório técnico foi de aproximadamente R\$ 29.380 MM (vinte e nove milhões e trezentos e oitenta mil reais).

Em outubro de 2011, foi deferida medida liminar exclusivamente contra a CEEE determinando a contenção e remoção dos focos de contaminação. Em 18 de outubro de 2012, mediante inspeção na área pelo perito designado pelo Juiz, acompanhado do assistente técnico e dos assessores jurídicos da Companhia, foi possível constatar que a empresa contratada pela CEEE iniciou efetivamente os trabalhos de contenção e remoção do passivo ambiental. Diante deste fato, os assessores jurídicos da AES Sul emitiram parecer legal entendendo pela probabilidade de perda possível do caso.

Estima-se, com base nos documentos analisados pelos técnicos da Companhia, que o custo da contenção e remoção do passivo ambiental realizado pela CEEE, foi de R\$ 60 MM (sessenta milhões de reais). Portanto, o atual risco máximo para a AES Sul no caso é de R\$ 30 MM (trinta milhões de reais) (50% do valor total). Os trabalhos foram encerrados pela CEEE em maio de 2014, porém a conclusão dos procedimentos de descontaminação e recuperação da área pela CEEE ainda não foi validada pelo Órgão Ambiental Estadual - FEPAM.

Em 31 de março de 2016, a ação judicial encontra-se em fase de instrução, aguardando a conclusão da perícia judicial.

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

### Contrato de Concessão

A Companhia opera o negócio de distribuição de energia elétrica, nos termos de seu Contrato de Concessão e da legislação aplicável. O Contrato de Concessão, com término em 06 de novembro de 2027 (Contrato de Concessão 012/97), impõe exigências sobre as operações e os negócios. Estas exigências incluem manutenção e/ou aperfeiçoamento de determinadas normas de serviço, incluindo

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

o número e duração de blackouts. Existe, também, a obrigatoriedade de instalar dispositivos e equipamentos, por exemplo, linhas de distribuição e medidores para fornecer energia a novos clientes ou atender ao aumento de demanda dos clientes existentes.

Como já mencionado anteriormente, em função da implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras assinaram termos aditivos aos respectivos contratos de concessão. Esses aditivos se destinam basicamente a incorporar aos cálculos dos reajustes tarifários anuais os custos de aquisição de energia contratada nos novos leilões, com entrega nos 12 meses subsequentes à data de vigência de novas tarifas.

Estabelecem ainda que a Contribuição para o Programa de Integração Social (PIS), Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) sejam excluídos da Parcela B. Assim, tais encargos foram excluídos do cálculo do reajuste de tarifas de energia elétrica. Na prática, tais tributos passaram a ser incluídos na fatura de energia elétrica de forma segregada em mecanismo análogo ao utilizado para a cobrança do ICMS.

### **Penalidades e Término da Concessão**

Caso não sejam cumpridas as obrigações previstas no Contrato de Concessão e nas leis e normas aplicáveis ao negócio, a ANEEL pode impor penalidades através da instauração de processos administrativos punitivos.

As penalidades que podem ser impostas em caso de violação destas obrigações incluem advertências e imposições de multas podendo atingir até um máximo de 2,0% da receita anual da Companhia por violação, excluído o ICMS e ISS, conforme Resolução Normativa 063/2004.

A ANEEL também pode intervir na concessão por meio de resolução, que indicará seu prazo, objetivos e limites da medida, em função das razões que a ensejaram, designando o interventor. Declarada a intervenção, a ANEEL instaurará, no prazo de 30 dias, procedimento administrativo para comprovar as causas determinantes da medida e apurar responsabilidades, assegurado o direito de ampla defesa, devendo o mesmo ser concluído no prazo de até

180 dias, sob pena de considerar-se inválida a intervenção. A ANEEL pode, ainda, em caso de descumprimento, limitar a área de concessão da Companhia, impondo uma subconcessão ou encampando as ações detidas por seus acionistas controladores e vendendo-as num leilão público.

A ANEEL também tem o poder de propor ao Poder Concedente, a União Federal, a declaração de caducidade da concessão antes de seu prazo final quando, por exemplo, do descumprimento de obrigações legais ou contratuais. Assim como na intervenção, a declaração de caducidade será precedida de processo administrativo e, caso reste comprovada a inadimplência da Companhia, a ANEEL poderá propor à União Federal a declaração de caducidade da concessão.

Em qualquer caso de término antecipado do Contrato de Concessão, existe o direito de receber indenização da ANEEL por investimentos efetuados em ativos relacionados aos serviços (bens reversíveis) que não tenham sido amortizados ou depreciados. A Companhia não pode garantir, contudo, que esta indenização seja em valores compatíveis com os valores residuais dos ativos reversíveis.

### **Equilíbrio Econômico-Financeiro**

De acordo com a Lei de Concessões, qualquer concessão para a prestação de serviços públicos exige a manutenção de um equilíbrio entre os custos e receitas durante toda a vigência da concessão. Este princípio é conhecido como equilíbrio econômico-financeiro.

O principal instrumento de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro é a alteração, para mais ou para menos, das tarifas de fornecimento de energia e de uso dos sistemas de distribuição cobradas dos clientes, através de reajustes tarifários anuais, revisões ordinárias a cada cinco anos e revisões extraordinárias a qualquer tempo, desde que comprovado o desequilíbrio. Tais processos são conduzidos pela ANEEL que, ao cabo de seu decurso, procede à homologação das tarifas para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro.

### **Propriedade Intelectual**

A Companhia é concessionária de distribuição de energia cujo sucesso independe de patentes, marcas, franquias e contratos de transferência de tecnologia.

Para informações referentes a patentes e marcas vide item 9.1.b.

## **7.6 - Receitas relevantes provenientes do exterior**

### **a. receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede da Companhia e sua participação na receita líquida total da Companhia**

As atividades da Companhia estão restritas ao território nacional ou, mais precisamente, à sua área de concessão. Nesse contexto, 100% da receita líquida total da Companhia é proveniente de clientes atribuídos ao seu país sede.

### **b. receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total da Companhia**

A Companhia não obtém receitas de outros países que não o Brasil.

### **c. receita total proveniente de países estrangeiros e sua participação na receita líquida total da Companhia**

A Companhia não obtém receitas de outros países que não o Brasil.

## **7.7 - Efeitos da regulação estrangeira nas atividades**

Não aplicável. A atuação da Companhia está restrita ao território nacional.

## 7.8 - Políticas socioambientais

### a. se o emissor divulga informações sociais e ambientais

Publicado anualmente desde 2006, a AES Sul adota seu relatório de Sustentabilidade como ferramenta para a descrição da estratégia de negócios e dos aspectos econômicos, sociais e ambientais (triple bottom line) relacionados a suas atividades e para a prestação de contas sobre seu desempenho a todos os nossos públicos de relacionamento (colaboradores, clientes e fornecedores, entre outros).

Adicionalmente, a Companhia adota uma Política de Sustentabilidade do grupo ao qual pertence (AES Brasil) que consolida o compromisso das empresas do Grupo com o desenvolvimento sustentável, e ainda converge e estabelece as diretrizes para a atuação da empresa considerando os aspectos social, ambiental e econômico. A Política de Sustentabilidade da AES Brasil define diretrizes de atuação com base nos quatro direcionadores estratégicos do Grupo AES Brasil:

- Satisfação do cliente;
- Desenvolvimento de negócios;
- Eficiência no uso de recursos e disciplina na execução;
- Engajamento de públicos de relacionamento.

A companhia contribui, ainda, com o desenvolvimento sustentável da sociedade e do país assumindo os seguintes compromissos voluntários: Pacto Global, Objetivos do Desenvolvimento Sustentável - ODS, Cadastro Nacional de Empresas Comprometidas com a Ética e a Integridade (Cadastro Empresa Pró-Ética) e Empresa Amiga da Criança.

### b. a metodologia seguida na elaboração dessas informações

O Relatório de Sustentabilidade é elaborado de acordo com as diretrizes internacionais da Global Reporting Initiative (GRI). Nos relatórios de sustentabilidade de 2014 e 2015, a empresa passou a aplicar os princípios para Relato Integrado, com base nos princípios promovidos pelo International Integrated Reporting Council (IIRC), referência global no assunto.

A Política de Sustentabilidade define o cumprimento da legislação e das normas brasileiras e internacionais aplicáveis, além das políticas e diretrizes do grupo AES no Brasil.

### c. se essas informações são auditadas ou revisadas por entidade independente

Os relatórios de sustentabilidade da AES Sul foram submetidos a verificação externa pela KPMG.

### d. a página na rede mundial de computadores onde podem ser encontradas essas informações

Os relatórios de sustentabilidade da AES Sul estão disponíveis no hot site de sustentabilidade da AES Brasil no endereço: [www.aesbrasil sustentabilidade.com.br](http://www.aesbrasil sustentabilidade.com.br). No mesmo endereço são divulgadas informações sobre a contribuição da AES Sul para o desenvolvimento sustentável, de acordo com a Visão e direcionadores estratégicos do Grupo.

A Política de Sustentabilidade pode ser encontrada no hot site de sustentabilidade da AES Brasil no endereço: [www.aesbrasil sustentabilidade.com.br](http://www.aesbrasil sustentabilidade.com.br).

## 7.9 - Outras informações relevantes

### Estratégia da Companhia/ Excelência na Gestão

Desde que a Companhia lançou o Planejamento Estratégico Sustentável 2012-2016, ocorreram mudanças em seu contexto de atuação. As alterações no ambiente econômico, político e setorial evidenciaram a necessidade de revalidar o Planejamento Estratégico Sustentável para os anos de 2015 a 2019.

Simplificação e foco foram os grandes direcionadores da nova estratégia, formada por objetivos de longo prazo, direcionadores estratégicos e compromissos do negócio. Uma estratégia que tem como base os seus principais Ativos Intangíveis e seus valores:

Direcionadores estratégicos:	Compromissos de negócio:
Satisfação do cliente	Garantir excelência dos serviços prestados com ética e respeito ao cliente
Desenvolvimento de negócios	Crescer com soluções sustentáveis de energia
Eficiência no uso de recursos e disciplina na execução	Maximizar valor antecipando e reduzindo riscos e impactos econômicos, sociais e ambientais
Engajamento dos públicos de relacionamento	Promover avanços no setor, educar a população para o consumo consciente e desenvolver colaboradores, parceiros e comunidades

Com o amadurecimento e avanços conquistados em termos de pensamento integrado e entendimento da relação entre sustentabilidade e negócios e em função dos desafios trazidos pelas mudanças de cenários climático e regulatório, a alta gestão da Companhia decidiu dar um passo muito importante. De forma a tornar mais tangível a integração dos temas sociais, ambientais e de governança, os principais aspectos da Plataforma de Sustentabilidade foram incorporados ao Planejamento Estratégico Sustentável 2015-2019.

O novo planejamento surge, portanto, para oferecer a todos os públicos de relacionamento uma estratégia unificada e consistente para que a Companhia avance em direção à sua nova visão a partir de 2015 e para que possa gerar valor compartilhado a todos. O acompanhamento de indicadores estratégicos é realizado periodicamente em fóruns de performance e reuniões com gestores e lideranças, em que são tomadas decisões visando ao cumprimento de metas estabelecidas.

A empresa se baseia no Modelo de Excelência da Gestão (MEG), da Fundação Nacional da Qualidade (FNQ) como um dos pilares da estratégia, ligado ao direcionador Eficiência no uso de recursos e disciplina na execução. A partir do MEG, diversos processos da Companhia são revisados anualmente para avaliar o grau de maturidade de sua gestão e definir ações para a melhoria dos processos.

Como base para este diagnóstico, é feita uma avaliação dentro do ciclo do Prêmio Nacional da Qualidade (PNQ), uma iniciativa da FNQ que reconhece as empresas de classe mundial, consideradas como detentoras das melhores práticas de gestão.

### Seguro

A Companhia mantém apólice de seguro Patrimonial, do tipo "Riscos Operacionais", que garante o pagamento de indenização com relação a sinistros que atinjam o seu patrimônio. Tal apólice de seguro possui cobertura para sinistros decorrentes de incêndio, alagamento, danos elétricos, explosão, roubo e quebra de máquinas, ocorridos em suas subestações, edifícios e instalações. Os eventuais prejuízos causados a terceiros estão cobertos pelas seguintes apólices de seguro: (i) Responsabilidade Civil Geral, que garante o pagamento de indenização em decorrência de danos materiais, lesões físicas e danos morais causados por acidente que, eventualmente, a Companhia venha a ser responsabilizada; e (ii) de Responsabilidade Civil Facultativa, que garante a indenização a terceiros em decorrência de eventuais acidentes de trânsito com a sua frota de veículos, (iii) Responsabilidade Civil Ambiental, que garante o pagamento de indenização, a título de perdas e danos em razão de condições de Poluição Ambiental. A Companhia acredita que contratou apólices de seguro usualmente contratadas no Brasil para o seu tipo de operação. Ademais, muito embora a Companhia contrate as apólices descritas acima, existem determinados tipos de risco que podem não estar cobertos pelas mesmas (tais como guerra, caso fortuito e de força maior ou interrupção de certas atividades). Assim, na hipótese de ocorrência de quaisquer desses eventos não cobertos, a Companhia poderá incorrer em custos adicionais para a sua recomposição ou reforma. Adicionalmente, não se pode garantir que, mesmo na hipótese da ocorrência de um sinistro coberto por tais apólices, o pagamento da indenização do seguro será suficiente para cobrir os danos decorrentes de tal sinistro.

Além das apólices mencionadas, a Companhia contrata o Seguro de Responsabilidade Civil de Administradores, conhecido como D&O. Para mais informações sobre esta apólice de seguros, vide item 12.11 deste Formulário de Referência.

## **8.1 - Negócios extraordinários**

Não houve operações de aquisição ou alienação de qualquer ativo relevante nos últimos três exercícios sociais que não se enquadre como operação normal nos negócios da Companhia.

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

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

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

Não houve contratos relevantes celebrados pela Companhia e suas controladas não diretamente relacionados com suas atividades operacionais.

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

Todas as informações relevantes pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

## 9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

### a. Ativos imobilizados

Descrição do bem do ativo imobilizado	País de localização	UF de localização	Município de localização	Município de localização
61 subestações de distribuição	Brasil	RS	Área de concessão da Companhia	Própria
65.085 km de rede de distribuição	Brasil	RS	Área de concessão da Companhia	Própria
2.058 km de linhas de distribuição	Brasil	RS	Área de concessão da Companhia	Própria
131 Imóveis	Brasil	RS	Área de concessão da Companhia	Própria

### Ativos Intangível e Financeiro de Concessão

Os principais ativos da Companhia consistem em linhas de distribuição, subestações de distribuição e redes de distribuição, os quais estão localizados em um total de 118 municípios localizados entre a região metropolitana de Porto Alegre e a fronteira com a Argentina e o Uruguai, no oeste do Estado. Para atender a uma área de concessão que conta com aproximadamente 3,4 milhões de habitantes, a Companhia possui uma estrutura formada por 61 subestações de distribuição e 65.085 km de rede de distribuição e 2.058 km de linhas de distribuição. A Companhia dispõe ainda de 131 imóveis, destinados à operação do sistema e a outras atividades administrativas ou afins.

De acordo com o Contrato de Concessão, todos os ativos necessários à operação do sistema elétrico, são considerados ativos da concessão, reversíveis à União, mediante indenização dos valores ainda não depreciados ou amortizados. Estes ativos não podem ser gravados ou penhorados sem prévia e expressa autorização do Poder Concedente e não podem ser reclamados para pagamento de dívidas da Companhia. Os demais ativos que não são remunerados pelo consumidor, permanecem com a Companhia ao término da concessão.

A partir da adoção das normas internacionais de relatório financeiro denominadas International Financial Reporting Standards ("IFRS") emitidas pelo Comitê de Normas Internacionais de Contabilidade (International Accounting Standards Board – IASB), e, por conseguinte, de acordo com a norma internacional a IFRIC 12, traduzida no Brasil pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC como Interpretação Técnica ICPC 01, a infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica (ativos vinculados à concessão) acima mencionada, passou a ser valorizada e reconhecida como ativo intangível de concessão e ativo financeiro de concessão. A infraestrutura existente e as futuras melhorias ou expansões devem ser apresentadas como um ativo financeiro e/ou um ativo intangível.

Os ativos classificados como financeiros representam a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, sobre a qual a Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público.

Os ativos classificados como intangível representam o direito da Companhia de cobrar os consumidores pelo uso da infraestrutura do serviço público.

### b. ativos intangíveis, tais como patentes, marcas, licenças, concessões, franquias e contratos de transferência de tecnologia, nome de domínio na rede mundial de computadores, informando:

<b>Tipo de ativo</b> Concessões
<b>Descrição do Ativo</b> Prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica

**9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros****Duração**

Até 06 de novembro de 2027

**Eventos que podem causar a perda dos direitos**

Eventos previstos em lei, tais como encampação, caducidade, rescisão, e expiração do prazo.

**Consequências da perda dos direitos**

Atividade operacional da Companhia depende exclusivamente dos direitos outorgados no âmbito da concessão. Sem este contrato, a Companhia não pode operar como distribuidora de energia e, conseqüentemente, seu faturamento se reduzirá a zero. Para mais informações sobre a concessão, ver o Item 7. 5. "c" dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades da Companhia deste Formulário de Referência.

**Tipo de ativo**

Marcas

**Descrição do Ativo**

2 marcas figurativas (Processo n°. 825274419 e Processo n°. 825274427) (vide item 9.2)

**Duração**

Até 2017

**Eventos que podem causar a perda dos direitos**

No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marca e de patentes que estão sob análise do INPI podem ser negados. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória. Ademais, a manutenção dos registros de marcas, patentes, desenhos industriais e nomes de domínio é realizada através do pagamento periódico de retribuições aos órgãos competentes, após decorrido o respectivo prazo de vigência de cada um deles. O pagamento de certas taxas devidas também é imprescindível para evitar a extinção dos registros e a conseqüente cessação dos direitos do titular.

**Consequências da perda dos direitos**

A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre suas atuais marcas, ela também entende que a não obtenção desses pedidos ou perda de tais marcas e patentes não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira. Existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas estratégicas para a Companhia, o que não acarretará em uma perda substancial do ativo da empresa. A condução do negócio da Companhia não depende de patentes próprias. Seu pedido de marca mais importante é "AES Su", na forma mista e classe NCL, que teve seu registro solicitado em 16/09/2002, cujo pedido de registro está em trâmite no INPI. Todas as demais marcas que possui não são relevantes.

**Tipo de ativo**

Marcas

**Descrição do Ativo**

2 marcas mistas "Família Volts" (Processo n°. 825274435 e Processo n°. 825274451) (vide item 9.2)

**Duração**

Até 2017

**Eventos que podem causar a perda dos direitos**

No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marca e de patentes que estão sob análise do INPI podem ser negados. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória. Ademais, a manutenção dos registros de marcas, patentes, desenhos industriais e nomes de domínio é realizada através do pagamento periódico de retribuições aos órgãos competentes, após decorrido o respectivo prazo de vigência de cada um deles. O pagamento de certas taxas devidas também é imprescindível para evitar a extinção dos registros e a conseqüente cessação dos direitos do titular.

**Consequências da perda dos direitos**

## 9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros

A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre suas atuais marcas, ela também entende que a não obtenção desses pedidos ou perda de tais marcas e patentes não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira. Existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas estratégicas para a Companhia, o que não acarretará em uma perda substancial do ativo da empresa. A condução do negócio da Companhia não depende de patentes próprias. Seu pedido de marca mais importante é "AES Sul", na forma mista e classe NCL (8) 39, que teve seu registro solicitado em 16/09/2002, cujo pedido de registro está em trâmite no INPI. Todas as demais marcas que possui não são relevantes.

### Tipo de ativo

Marcas

### Descrição do Ativo

1 marca mista "Plano Fácil AES Sul" (Processo nº. 825274443) (vide item 9.2)

### Duração

Até 2017

### Eventos que podem causar a perda dos direitos

No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marca e de patentes que estão sob análise do INPI podem ser negados. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória. Ademais, a manutenção dos registros de marcas, patentes, desenhos industriais e nomes de domínio é realizada através do pagamento periódico de retribuições aos órgãos competentes, após decorrido o respectivo prazo de vigência de cada um deles. O pagamento de certas taxas devidas também é imprescindível para evitar a extinção dos registros e a consequente cessação dos direitos do titular.

### Consequências da perda dos direitos

A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre suas atuais marcas, ela também entende que a não obtenção desses pedidos ou perda de tais marcas e patentes não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira. Existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas estratégicas para a Companhia, o que não acarretará em uma perda substancial do ativo da empresa. A condução do negócio da Companhia não depende de patentes próprias. Seu pedido de marca mais importante é "AES Sul", na forma mista e classe NCL (8) 39, que teve seu registro solicitado em 16/09/2002, cujo pedido de registro está em trâmite no INPI. Todas as demais marcas que possui não são relevantes.

### Tipo de ativo

Marcas

### Descrição do Ativo

2 marcas mistas "Hospital Com + Saúde" (Processo nº 840459017 e Processo nº 840459025) (vide item 9.2)

### Duração

Até 2025

### Eventos que podem causar a perda dos direitos

No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marca e de patentes que estão sob análise do INPI podem ser negados. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória. Ademais, a manutenção dos registros de marcas, patentes, desenhos industriais e nomes de domínio é realizada através do pagamento periódico de retribuições aos órgãos competentes, após decorrido o respectivo prazo de vigência de cada um deles. O pagamento de certas taxas devidas também é imprescindível para evitar a extinção dos registros e a consequente cessação dos direitos do titular.

### Consequências da perda dos direitos

A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. A Companhia

**9.1 - Bens do ativo não-circulante relevantes - outros**

acredita que não perderá seus direitos sobre suas atuais marcas, ela também entende que a não obtenção desses pedidos ou perda de tais marcas e patentes não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira. Existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas estratégicas para a Companhia, o que não acarretará em uma perda substancial do ativo da empresa. A condução do negócio da Companhia não depende de patentes próprias. Seu pedido de marca mais importante é "AES Sul", na forma mista e classe NCL 39, que teve seu registro solicitado em 16/09/2002, cujo pedido de registro está em trâmite no INPI. Todas as demais marcas que possui não são relevantes.

***c. sociedades em que a Companhia tenha participação***

Não aplicável. A Companhia não detém participações acionárias em quaisquer sociedades.

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

<b>Descrição do bem do ativo imobilizado</b>	<b>País de localização</b>	<b>UF de localização</b>	<b>Município de localização</b>	<b>Tipo de propriedade</b>
61 subestações de distribuição	Brasil	RS	Área de concessão da Ccompanhia	
65.085 km de rede de distribuição	Brasil	RS	Área de concessão da Companhia	
2.058 km de linhas de distribuição	Brasil	RS	Área de concessão da Companhia	
131 imóveis	Brasil	RS	Área de concessão da Companhia	

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Marcas	2 marcas mistas "Hospital Com + Saúde" (Processo nº 840459017 e Processo nº 840459025) (vide item 9).	Até 2025	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marca e de patentes que estão sob análise do INPI podem ser negados. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória. Ademais, a manutenção dos registros de marcas, patentes, desenhos industriais e nomes de domínio é realizada através do pagamento periódico de retribuições aos órgãos competentes, após decorrido o respectivo prazo de vigência de cada um deles. O pagamento de certas taxas devidas também é imprescindível para evitar a extinção dos registros e a consequente cessação dos direitos do titular.	A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre suas atuais marcas, ela também entende que a não obtenção desses pedidos ou perda de tais marcas e patentes não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira. Existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas estratégicas para a Companhia, o que não acarretará em uma perda substancial do ativo da empresa. A condução do negócio da Companhia não depende de patentes próprias. Seu pedido de marca mais importante é "AES Sul", na forma mista e classe NCL 39, que teve seu registro solicitado em 16/09/2002, cujo pedido de registro está em trâmite no INPI. Todas as demais marcas que possui não são relevantes.
Marcas	2 marcas figurativas (Processo nº. 825274419 e Processo nº. 825274427) (vide item 9.2)	Até 2017	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marca e de patentes que estão sob análise do INPI podem ser negados. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória. Ademais, a manutenção dos registros de marcas, patentes, desenhos industriais e nomes de domínio é realizada através do pagamento periódico de retribuições aos órgãos competentes, após decorrido o respectivo prazo de vigência de cada um deles. O pagamento de certas taxas devidas também é imprescindível para evitar a extinção dos registros e a consequente cessação dos direitos do titular.	A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre suas atuais marcas, ela também entende que a não obtenção desses pedidos ou perda de tais marcas e patentes não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira. Existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas estratégicas para a Companhia, o que não acarretará em uma perda substancial do ativo da empresa. A condução do negócio da Companhia não depende de patentes próprias. Seu pedido de marca mais importante é "AES Sul", na forma mista e classe NCL, que teve seu registro solicitado em 16/09/2002, cujo pedido de registro está em trâmite no INPI. Todas as demais marcas que possui não são relevantes.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Marcas	1 marca mista "Plano Fácil AES Sul" (Processo n°. 825274443) (vide item 9.2)	Até 2017	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marca e de patentes que estão sob análise do INPI podem ser negados. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória. Ademais, a manutenção dos registros de marcas, patentes, desenhos industriais e nomes de domínio é realizada através do pagamento periódico de retribuições aos órgãos competentes, após decorrido o respectivo prazo de vigência de cada um deles. O pagamento de certas taxas devidas também é imprescindível para evitar a extinção dos registros e a consequente cessação dos direitos do titular.	A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre suas atuais marcas, ela também entende que a não obtenção desses pedidos ou perda de tais marcas e patentes não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira. Existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas estratégicas para a Companhia, o que não acarretará em uma perda substancial do ativo da empresa. A condução do negócio da Companhia não depende de patentes próprias. Seu pedido de marca mais importante é "AES Sul", na forma mista e classe NCL (8) 39, que teve seu registro solicitado em 16/09/2002, cujo pedido de registro está em trâmite no INPI. Todas as demais marcas que possui não são relevantes.
Concessões	Prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica	Até 06 de novembro de 2027	Eventos previstos em lei, tais como encampação, caducidade, rescisão, e expiração do prazo.  Eventos previstos em lei, tais como encampação, caducidade, rescisão, e expiração do prazo.	Atividade operacional da Companhia depende exclusivamente dos direitos outorgados no âmbito da concessão. Sem este contrato, a Companhia não pode operar como distribuidora de energia e, conseqüentemente, seu faturamento se reduzirá a zero. Para mais informações sobre a concessão, ver o Item 7. 5. "c" dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades da Companhia deste Formulário de Referência.

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

Tipo de ativo	Descrição do ativo	Duração	Eventos que podem causar a perda dos direitos	Consequência da perda dos direitos
Marcas	2 marcas mistas "Família Volts" (Processo n°. 825274435 e Processo n°. 825274451) (vide item 9.2)	Até 2017	No âmbito administrativo (junto ao INPI), os pedidos de registro de marca e de patentes que estão sob análise do INPI podem ser negados. No âmbito judicial, não é possível assegurar que terceiros não venham a alegar que a Companhia está violando seus direitos de propriedade intelectual e eventualmente obtenham alguma vitória. Ademais, a manutenção dos registros de marcas, patentes, desenhos industriais e nomes de domínio é realizada através do pagamento periódico de retribuições aos órgãos competentes, após decorrido o respectivo prazo de vigência de cada um deles. O pagamento de certas taxas devidas também é imprescindível para evitar a extinção dos registros e a consequente cessação dos direitos do titular.	A eventual perda dos direitos sobre as marcas registradas pela Companhia acarretaria o fim do direito de uso exclusivo sobre as mesmas e a Companhia enfrentaria dificuldades para impedir terceiros de utilizar marcas idênticas ou semelhantes. A Companhia acredita que não perderá seus direitos sobre suas atuais marcas, ela também entende que a não obtenção desses pedidos ou perda de tais marcas e patentes não acarretará um efeito negativo substancialmente adverso às suas operações e condição financeira. Existe, a remota possibilidade de perda de algumas marcas consideradas estratégicas para a Companhia, o que não acarretará em uma perda substancial do ativo da empresa. A condução do negócio da Companhia não depende de patentes próprias. Seu pedido de marca mais importante é "AES Sul", na forma mista e classe NCL (8) 39, que teve seu registro solicitado em 16/09/2002, cujo pedido de registro está em trâmite no INPI. Todas as demais marcas que possui não são relevantes.

## 9.2 - Outras informações relevantes

### Informações complementares ao item 9.1 "a"

Municípios que compõem a área de concessão da Companhia:

Aceguá, Água Santa, Agudo, Ajuricaba, Alecrim, Alegrete, Alegria, Almirante Tamandaré do Sul, Alpestre, Alto Alegre, Alto Feliz, Alvorada, Amaral Ferrador, Ametista do Sul, André da Rocha, Anta Gorda, Antonio Prado, Arambaré, Araricá, Aratiba, Arroio do Meio, Arroio do Padre, Arroio do Sal, Arroio do Tigre, Arroio dos Ratos, Arroio Grande, Arvorezinha, Augusto Pestana, Áurea, Bagé, Balneário Pinhal, Barão, Barão de Cotegipe, Barão do Triunfo, Barra do Guarita, Barra do Quaraí, Barra do Ribeiro, Barra do Rio Azul, Barra Funda, Barracão, Barros Cassal, Benjamin Constant do Sul, Bento Gonçalves, Boa Vista das Missões, Boa Vista do Buricá, Boa Vista do Cadeado, Boa Vista do Incra, Boa Vista do Sul, Bom Jesus, Bom Princípio, Bom Progresso, Bom Retiro do Sul, Boqueirão do Leão, Bossoroca, Bozano, Braga, Brochier, Butiá, Caçapava do Sul, Cacequi, Cachoeira do Sul, Cachoeirinha, Cacique Doble, Caibaté, Caçara, Camaquã, Camargo, Cambará do Sul, Campestre da Serra, Campina das Missões, Campinas do Sul, Campo Bom, Campo Novo, Campos Borges, Candelária, Cândido Godói, Candiota, Canela, Canguçu, Cardoso, Canudos do Vale, Capão Bonito do Sul, Capão da Canoa, Capão do Cipó, Capão do Leão, Capela de Santana, Capitão, Capivari do Sul, Caraá, Carazinho, Carlos Barbosa, Carlos Gomes, Casca, Caseiros, Catuípe, Caxias do Sul, Centenário, Cerrito, Cerro Branco, Cerro Grande, Cerro Grande do Sul, Cerro Largo, Chapada, Charqueadas, Charrua, Chiapeta, Chuí, Chuvisca, Cidreira, Ciriaco, Colinas, Colorado, Condor, Constantina, Coqueiro Baixo, Coqueiros do Sul, Coronel Barros, Coronel Bicaco, Coronel Pilar, Cotiporã, Coxilha, Crissiumal, Cristal, Cristal do Sul, Cruz Alta, Cruzaltense, Cruzeiro do Sul, David Canabarro, Derrubadas, Dezesseis de Novembro, Dilermando de Aguiar, Dois Irmãos, Dois Irmãos das Missões, Dois Lajeados, Dom Feliciano, Dom Pedrito, Dom Pedro de Alcântara, Dona Francisca, Doutor Maurício Cardoso, Doutor Ricardo, Eldorado do Sul, Encantado, Encruzilhada do Sul, Engenho Velho, Entre Rios do Sul, Entre-Ijuís, Erebang, Erechim, Ernestina, Erval Grande, Erval Seco, Esmeralda, Esperança do Sul, Espumoso, Estação, Estância Velha, Esteio, Estrela, Estrela Velha, Eugênio de Castro, Fagundes Varela, Farroupilha, Faxinal do Soturno, Faxinalzinho, Fazenda Vilanova, Feliz, Flores da Cunha, Floriano Peixoto, Fontoura Xavier, Formigueiro, Forquetinha, Fortaleza dos Valos, Frederico Westphalen, Garibaldi, Garruchos, Gaurama, General Câmara, Gentil, Getúlio Vargas, Giruá, Glorinha, Gramado, Gramado dos Loureiros, Gramado Xavier, Gravataí, Guabiju, Guaíba, Guaporé, Guarani das Missões, Harmonia, Herval, Herveiras, Horizontina, Hulha Negra, Humaitá, Ibarama, Ibiaçá, Ibiraiaras, Ibirapuitã, Ibirubá, Igrejinha, Ijuí, Ilópolis, Imbé, Imigrante, Independência, Inhacorá, Ipê, Ipiranga do Sul, Irais, Itaara, Itacurubi, Itapuca, Itaqui, Itati, Itatiba do Sul, Ivorá, Ivoti, Jaboticaba, Jacuizinho, Jacutinga, Jaguarão, Jaguarí, Jaquirana, Jarí, Jóia, Júlio de Castilhos, Lagoa Bonita do Sul, Lagoa dos Três Cantos, Lagoa Vermelha, Lagoão, Lajeado, Lajeado do Bugre, Lavras do Sul, Liberato Salzano, Lindolfo Collor, Linha Nova, Maçambará, Machadinho, Mampituba, Manoel Viana, Maquiné, Maratá, Marau, Marcelino Ramos, Mariana Pimentel, Mariano Moro, Marques de Souza, Mata, Mato Castelhano, Mato Leitão, Mato Queimado, Maximiliano de Almeida, Minas do Leão, Miraguaí, Montauri, Monte Alegre dos Campos, Monte Belo do Sul, Montenegro, Mormaço, Morrinhos do Sul, Morro Redondo, Morro Reuter, Mostardas, Muçum, Muitos Capões, Muliterno, Não-Me-Toque, Nicolau Vergueiro, Nonoai, Nova Alvorada, Nova Araçá, Nova Bassano, Nova Boa Vista, Nova Brésia, Nova Candelária, Nova Esperança do Sul, Nova Hartz, Nova Pádua, Nova Palma, Nova Petrópolis, Nova Prata, Nova Ramada, Nova Roma do Sul, Nova Santa Rita, Novo Barreiro, Novo Cabrais, Novo Hamburgo, Novo Machado, Novo Tiradentes, Novo Xingu, Osório, Paim Filho, Palmares do Sul, Palmeira das Missões, Palmitinho, Panambi, Pantano Grande, Paraí, Paraíso do Sul, Pareci Novo, Parobé, Passa Sete, Passo do Sobrado, Passo Fundo, Paulo Bento, Paverama, Pedras Altas, Pedro Osório, Pejuçara, Pelotas, Picada Café, Pinhal, Pinhal da Serra, Pinhal Grande, Pinheirinho do Vale, Pinheiro Machado, Pirapó, Piratini, Planalto, Poço das Antas, Pontão, Ponte Preta, Portão, Porto Alegre, Porto Lucena, Porto Mauá, Porto Vera Cruz, Porto Xavier, Pouso Novo, Presidente Lucena, Progresso, Protásio Alves, Putinga, Quaraí, Quatro Irmãos, Quevedos, Quinze de Novembro, Redentora, Relvado, Restinga Seca, Rio dos Índios, Rio Grande, Rio Pardo, Riozinho, Roca Sales, Rodeio Bonito, Rolador, Rolante, Ronda Alta, Rondinha, Roque Gonzales, Rosário do Sul, Sagrada Família, Saldanha Marinho, Salto do Jacuí, Salvador das Missões, Salvador do Sul, Sananduva, Santa Bárbara do Sul, Santa Cecília do Sul, Santa Clara do Sul, Santa Cruz do Sul, Santa Margarida do Sul, Santa Maria, Santa Maria do Herval, Santa Rosa, Santa Tereza, Santa Vitória do Palmar, Santana da Boa Vista, Santa Ana do Livramento, Santiago, Santo Angelo, Santo Antônio da Patrulha, Santo Antônio das Missões, Santo Antônio do Palma, Santo Antônio do Planalto, Santo Augusto, Santo Cristo, Santo Expedito do Sul, São Borja, São Domingos do Sul, São Francisco de Assis, São Francisco de Paula, São Gabriel, São Jerônimo, São João da Urtiga, São João do Polêsine, São Jorge, São José das Missões, São José do Herval, São José do Hortêncio, São José do Inhacorá, São José do Norte, São José do Ouro, São José do Sul, São José dos Ausentes, São Leopoldo, São Lourenço do Sul, São Luiz Gonzaga, São Marcos, São Martinho, São Martinho da Serra, São Miguel das Missões, São Nicolau, São Paulo das Missões, São Pedro da Serra, São Pedro das Missões, São Pedro do Butiá, São Pedro do Sul, São Sebastião do Caí, São Sepé, São Valentim, São Valentim do Sul, São Valério do Sul, São Vendelino, São Vicente do Sul, Sapiranga, Sapucaia do Sul, Sarandi, Seberí, Sede Nova, Segredo, Selbach, Senador Salgado Filho, Sentinela do Sul, Serafina Corrêa, Sério, Sertão, Sertão Santana, Sete de Setembro, Severiano de Almeida, Silveira Martins, Sinimbu, Sobradinho, Soledade, Tabaí, Tapejara, Tapera, Tapes, Taquara, Taquari, Taquaruçu do Sul, Tavares, Tenente Portela, Terra de Areia, Teutônia, Tio Hugo, Tiradentes do Sul, Toropi, Torres, Tramandaí, Travesseiro, Três Arroios, Três Cachoeiras, Três Coroas, Três de Maio, Três Forquilhas, Três Palmeiras, Três Passos, Trindade do Sul, Triunfo, Tucunduva, Tunas, Tupanci do Sul, Tupanciretã, Tupandi, Tuparendi, Turuçu, Ubiretama, União da Serra, Unistalda, Uruguaiana, Vacaria, Vale do Sol, Vale Real, Vale Verde, Vanini, Venâncio Aires, Vera Cruz, Veranópolis, Vespasiano Correa, Viadutos, Viamão, Vicente Dutra, Victor Graeff, Vila Flores, Vila Lângaro, Vila Maria, Vila Nova do Sul, Vista Alegre, Vista Alegre do Prata, Vista Gaúcha, Vitória das Missões, Westfalia.

## 9.2 - Outras informações relevantes

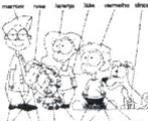
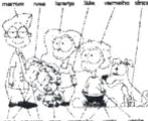
### Marcas, Patentes e Domínios

#### Marcas

No Brasil, a propriedade de uma marca nominativa, figurativa ou mista adquire-se somente pelo Certificado de Registro validamente expedido pelo Instituto Nacional de Propriedade Industrial - INPI, órgão responsável pelo registro de marcas e patentes, sendo assegurado ao titular seu direito de uso exclusivo em todo o território nacional por um prazo determinado de 10 anos, passível de sucessivas renovações. Durante o processo de registro e até o deferimento, o depositante tem apenas uma expectativa de direito para utilização das marcas depositadas aplicadas para a identificação de seus produtos ou serviços.

As marcas de titularidade da Companhia, conforme listadas abaixo, foram registradas frente ao INPI. A empresa The AES Corporation emitiu carta de autorização para o uso das marcas "AES" de sua titularidade pela Companhia no Brasil.

Adicionalmente, a Companhia é titular dos pedidos de registros de marca em trâmite no INPI, conforme listados abaixo:

MARCAS – AES DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S/A					
Número de Registro	Data de Depósito	Data de Concessão do Registro	Marcas	Situação	Classe
824969421	16/09/2002	-	 AES SUL	Este pedido de registro foi indeferido pelo INPI e está em prazo recursal da Companhia.	NCL (39)
825274419	15/01/2003	08/05/2007	 FAMÍLIA VOLTS	Registro válido até 08/05/2017	NCL (39)
825274427	15/01/2003	08/05/2007	 FAMÍLIA VOLTS	Registro válido até 08/05/2017	NCL (41)
825274435	15/01/2003	02/05/2007	 FAMÍLIA VOLTS	Registro válido até 02/05/2017	NCL (39)
825274451	15/01/2003	02/05/2007	 FAMÍLIA VOLTS	Registro válido até 02/05/2017	NCL (41)
825274443	15/01/2003	02/05/2007	 PLANO FÁCIL AES SUL	Registro válido até 02/05/2017	NCL (36)

**9.2 - Outras informações relevantes**

MARCAS – AES DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S/A					
840459017	25/03/2013	08/12/2015		Registro válido até 08/12/2025	NCL (35)
840459025	25/03/2013	08/12/2015		Registro válido até 08/12/2025	NCL (37)

*Patentes*

No Brasil, a propriedade de uma patente de invenção adquire-se somente pela Carta Patente validamente expedida pelo INPI, órgão responsável pelo registro de marcas e patentes, sendo assegurado ao titular seu direito de uso exclusivo em todo o território nacional por um prazo determinado de 20 anos contados da data do depósito, sendo que, dentro deste período, é garantida a propriedade exclusiva do titular de, no mínimo, 10 anos contados da data de concessão da patente.

A Companhia é titular dos pedidos de patentes em trâmite no INPI, conforme listados abaixo:

PROCESSO	PATENTE	DATA DE DEPÓSITO	DATA DE VIGÊNCIA	SITUAÇÃO ATUAL
BR 10 2013 022743 9	Dispositivo de supressão e religamento, de uso individual em fornecimento de energia elétrica	05/09/2013	-	Em 08.10.2013 - Publicação da notificação do INPI informando o depósito do pedido de patente e início de análise da anterioridade
BR 10 2013 001866 0	Veículo de transporte de cargas compreendendo um mecanismo de transporte	24/01/2013	-	Em 16/09/2014 - Publicação do pedido de patente (RPI 2280)

*Domínios na internet*

No Brasil, a titularidade de um domínio adquire-se pelo registro frente ao Núcleo de Informação e Coordenação do Ponto BR - Nic.br, associação civil responsável pelo registro de domínios, sendo assegurado ao titular seu direito de uso exclusivo em todo território nacional por um prazo de 10 anos contados da data do registro, passível de sucessivas renovações.

A Companhia é titular dos nomes de domínio “www.aessul.com.br” e “www.aes-sul.com.br” registrados no Nic.br.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

### **a. condições financeiras e patrimoniais gerais**

A diretoria da Companhia entende que ela apresenta atualmente (e também apresentou nos três últimos exercícios) condições financeiras e patrimoniais suficientes para desenvolver as atividades do seu negócio, assim como para cumprir suas obrigações de curto e médio prazo e que, caso entenda necessário, terá capacidade para contrair empréstimos para financiar seus investimentos.

O índice de liquidez corrente (Ativo Circulante / Passivo Circulante) atingiu no final do exercício de 2015, 2014 e 2013, 0,42, 0,64 e 0,48, respectivamente.

Além disso, a dívida líquida da Companhia ao final de 2015 era de R\$ 1.321,1 milhões, R\$ 1.086,9 milhões ao final de 2014 e de R\$ 901,6 milhões em 2013.

### **b. estrutura de capital**

Em 31 de dezembro de 2015 o nível de alavancagem da Companhia, representada pela relação dívida financeira líquida sobre patrimônio líquido, era de 141,3%, enquanto em 31 de dezembro de 2014 era de 104,9%, devido ao aumento da dívida bruta, queda das disponibilidades e queda do patrimônio líquido. Em 31 de dezembro de 2013, a relação foi de 102,1%. Essa diferença é explicada devido ao aumento da dívida líquida no período e aumento do patrimônio líquido.

O padrão de financiamento da Companhia baseia-se na utilização de recursos próprios e de capital de terceiros, podendo este ser referente à captação de recursos junto a instituições financeiras. Mais detalhes sobre a utilização de capital de terceiros pela Companhia podem ser obtidas no item 10.1.f.

O capital social da Companhia em 31 de dezembro de 2015 totalizava R\$ 463,2 milhões, valor superior ao capital social em 2014 e 2013, que totalizava R\$ 433,2 milhões. Tal aumento de capital foi realizado em 04 de novembro de 2015, por meio de sua controladora AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., com a emissão de 9.068 novas ações, normativas e sem valor nominal.

A dívida Financeira Líquida ao final dos exercícios de 2015, 2014 e 2013 era de R\$ 1.321,1, R\$ 1.086,9 milhões e R\$ 901,6 milhões, respectivamente. A relação entre dívida financeira líquida e Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão e dos ativos e passivos regulatórios era de 5,02 vezes para 31 de dezembro de 2015, 2,87 vezes em 31 de dezembro de 2014 e de 3,18 vezes em 31 de dezembro de 2013.

Com relação à possibilidade de resgate de ações, não existe intenção para realização de tal evento.

### **c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos**

Em 31 de dezembro de 2015, o Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão da Companhia foi de R\$ 263,2 milhões, e o Resultado Financeiro<sup>1</sup> foi de R\$ 81,5 milhões. Dessa forma, seu Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão apresentou índice de cobertura de 7,70 vezes o resultado financeiro do período. O saldo contábil da sua dívida financeira em 31 de dezembro de 2015 era de R\$1.401,6 milhões. A disponibilidade total de caixa era de R\$80,5 milhões, que era composta por Caixa e Equivalentes de caixa de R\$ 22,3 milhões e Investimentos de curto prazo de R\$ 58,2 milhões, logo sua dívida financeira líquida nesta data era 5,02 vezes seu Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão.

Em 31 de dezembro de 2014, o Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão da Companhia foi de R\$ 378,5 milhões, e o Resultado Financeiro<sup>2</sup> foi de R\$ 49,1 milhões. Dessa forma, seu Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão apresentou índice de cobertura de 7,70 vezes o resultado financeiro do período. O saldo contábil da sua dívida financeira em 31 de dezembro de 2014 era de R\$1.296,3 milhões. A disponibilidade total de caixa era de R\$209,3 milhões, que era composta por Caixa e Equivalentes de caixa de R\$ 58,6 milhões e Investimentos de curto prazo de R\$ 150,7 milhões, logo sua dívida financeira líquida nesta data era 2,87 vezes seu Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão.

Em 31 de dezembro de 2013, o Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão da Companhia foi de R\$ 283,2 milhões, e o Resultado Financeiro foi de R\$ 37,6 milhões. Dessa forma, seu Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão apresentou índice de cobertura de 7,54 vezes o resultado financeiro do período. O saldo contábil da sua dívida financeira em 31 de dezembro de 2013 era de R\$966,8 milhões. A disponibilidade total de caixa era de R\$65,2 milhões, que era composta por Caixa e Equivalentes de caixa de R\$ 15,6 milhões

<sup>1</sup> Resultado Financeiro para fins de covenants: é o valor resultante da Despesa Financeira de um determinado período descontando a Receita Financeira do mesmo período.

<sup>2</sup> Resultado Financeiro: é o valor resultante da Despesa Financeira de um determinado período descontando a Receita Financeira do mesmo período.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

e Investimentos de curto prazo de R\$ 49,6 milhões, logo sua dívida financeira líquida nesta data era 3,18 vezes seu Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão.

A Companhia apresentava, em base consolidada, em 31 de dezembro de 2015, 97% da dívida total no curto prazo e 3% no longo prazo. Em 31 de dezembro de 2014, 48% da dívida total no curto prazo e 52% no longo prazo. Em 31 de dezembro de 2013, 17% da dívida total tinha vencimento de curto prazo e 83% de longo prazo. O aumento da dívida de curto prazo da Companhia em 31 de dezembro de 2015, estava associado ao descumprimento pelo segundo trimestre consecutivo, em 30 de setembro de 2015, dos compromissos financeiros (covenants) com seus credores. Tal descumprimento implica na possibilidade de antecipação do vencimento do saldo da dívida de Debêntures, acarretando na reclassificação do saldo de longo prazo para o passivo circulante, assim como dos respectivos instrumentos financeiros que acompanham as respectivas dívidas, conforme determinam as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Destaca-se que em dezembro de 2015, os debenturistas concederam renúncia temporária ao direito de declaração de vencimento antecipado válida apenas pelo período de 2 (dois) meses, contado a partir da data de realização da Assembleia Geral de Debenturistas, realizadas nos dias 16 e 17 de dezembro.

Abaixo, a Companhia descreve o endividamento, as disponibilidades, bem como o Ebitda ajustado dos três últimos exercícios.

R\$ Milhões	2015	2014	2013
EBITDA Ajustado pelos efeitos do Fundo de Pensão	263,2	378,5	283,2
Dívida Financeira Total (1)	1401,6	1296,3	966,8
Caixa e Investimentos de curto prazo (2)	80,5	209,3	65,2
Dívida Financeira Líquida	1321,1	1086,9	901,6
Dívida Financeira Líquida / EBITDA Ajustado pelos Efeitos do Fundo de Pensão	5,02	2,87	3,18
Passivo Circulante	2.545,4	1.428,7	934,0
Passivo não Circulante	585,3	1.165,3	1.274,6
Patrimônio Líquido	934,8	1.035,9	882,9
Passivo Total	4.065,5	3.629,9	3.091,6
Dívida Financeira Líquida / Patrimônio Líquido	141,3%	104,9%	102,1%
Passivo Circulante + Não Circulante / (Passivo Circulante + Não Circulante + Passivo Total)	77,0%	71,5%	71,4%

(1) Dívida Financeira total: corresponde às linhas de encargos de dívidas e empréstimos e financiamentos do passivo circulante e não circulante do Balanço Patrimonial de cada período contábil.

(2) Caixa e Investimentos de Curto Prazo: corresponde ao saldo de Caixa e equivalentes de caixa e Investimentos de curto prazo demonstradas no Balanço Patrimonial de cada período

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

Para o financiamento de investimentos em ativos não-circulantes, a Companhia tem se utilizado de linhas de crédito junto à Eletrobrás, FINEP e FINAME - BNDES. A Companhia possui crédito disponível junto a instituições financeiras com as quais ela mantém operações para fazer face a eventuais necessidades de capital de giro. As liberações dessas linhas de crédito pelas instituições financeiras podem depender de prévia aprovação societária, conforme disposições estatutárias e/ou normas internas de cada instituição financeira.

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

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

A Companhia tem à disposição linhas de crédito disponíveis junto a instituições financeiras com as quais ela mantém operações para fazer face a necessidades de capital de giro. Para o financiamento de investimentos em ativos não-circulantes, a Companhia pode utilizar recursos provenientes da Eletrobrás, leasing, BNDES, FINEP e também de outras alternativas oferecidas pelo mercado como Debêntures e CCB's (Cédula de Crédito Bancário).

**f. níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo: (i) contratos de empréstimo e financiamento relevantes; (ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras; (iii) grau de subordinação entre as dívidas; e (iv) eventuais restrições impostas à Companhia, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se a Companhia vem cumprindo essas restrições**

As obrigações totais da Companhia, que contemplam o somatório do Passivo Circulante e Passivo Não Circulante totalizaram R\$ 3.120,8 em 2015, R\$ 2.594,0 milhões em 2014 e R\$ 2.208,7 milhões em 2013. Deste montante, R\$ 1.729,1, R\$ 1.297,7 milhões e R\$ 1.241,8 milhões em 2015, 2014 e 2013, respectivamente, tratam de obrigações da Companhia referente às suas operações e não se caracterizam por serem contratos de empréstimo e financiamento. Em 2015, a composição deste valor correspondeu a R\$ 1.191,4 milhões no Passivo Circulante e R\$ 537,7 milhões no Passivo Não Circulante, em 2014 R\$ 810,7 milhões no Passivo Circulante e R\$ 487,0 milhões no Passivo Não Circulante, em 2013, a composição deste valor correspondeu a R\$ 771,6 milhões no Passivo Circulante e R\$ 470,3 milhões no Passivo Não Circulante. Os outros R\$ 1.401,6, R\$ 1.296,3 milhões e R\$ 966,8 milhões em 2015, 2014 e 2013, respectivamente, estão relacionados a dívida financeira da companhia e suas características serão detalhadas neste item.

Em 31 de dezembro de 2015, o saldo contábil da dívida financeira da Companhia era de R\$ 1.401,6 milhões, considerando a dedução de R\$ 6,5 milhões referente à Subvenção Governamental. A Concessionária pagou R\$ 1.505,7 milhões referentes à principal durante 2015. A AES Sul captou um total de R\$ 1.600,0 milhões em recursos de empréstimos e financiamentos referentes a contratos de Cédula de Crédito Bancário, Notas Promissórias e Debêntures. Tais fatores resultaram em um aumento no saldo de 2014 para 2015. Em 31 de dezembro de 2014, o saldo contábil da dívida financeira da Companhia era de R\$ 1.296,3 milhões, considerando a dedução de R\$ 9,1 milhões referente à Subvenção Governamental. A Concessionária pagou R\$ 134,5 milhões referentes à principal durante 2014. A AES Sul captou um total de R\$ 430 milhões em recursos de empréstimos e financiamentos referentes a dois contratos de Cédula de Crédito Bancário e 1ª e 2ª Emissão de Notas Promissórias. Tais fatores resultaram em um aumento no saldo de 2013 para 2014.

Em 31 de dezembro de 2013, o saldo contábil da dívida financeira da Companhia era de R\$ 966,8 milhões, considerando a dedução de R\$ 11,5 milhões referente à Subvenção Governamental e de R\$ 11,6 milhões de Custos de transação a amortizar. A Concessionária pagou R\$ 84,6 milhões referentes à principal durante 2013. A AES Sul captou um total de R\$ 299,5 milhões em recursos de empréstimos e financiamentos referentes a 2ª Emissão de Debêntures e FINEP. Tais fatores resultaram em um aumento no saldo de 2012 para 2013.

O quadro abaixo discrimina o endividamento da Companhia nos últimos três exercícios sociais:

Em R\$ Milhões	2015	2014	2013
Leasing	16,0	0,6	0,7
Consumidores	5,3	6,4	6,2
Eletrobrás - Luz para Todos	29,1	35,1	47,2
Eletrobrás - Finep	6,5	15,8	26,8
BNDES - Finame	1,0	2,4	3,9
FINEP	16,0	17,5	19,7
CCB - Unibanco	-	461,4	584,2
Debentures 2a Emissão	303,9	302,4	301,2
Debentures 3a Emissão	973,9	-	-
CCB - Safra	49,9	-	-
CCB - Citibank	-	214,8	-
Notas Promissórias - 1a Emissão	-	55,0	-

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Notas Promissórias - 2a Emissão	-	184,9	-
Subvenção Governamental	-	-	(11,5)
Custos de transação a amortizar	-	-	(11,6)
Total	1.401,6	1.296,3	966,8

Do montante da dívida financeira de R\$ 1.401,6 milhões apresentado em 31 de dezembro de 2015, 100% são dívidas contratadas junto a terceiros, sendo R\$ 1.370,4 milhões o saldo de principal, que tem a seguinte disposição de vencimento:

R\$ milhões	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Empréstimos	367,0	347,4	347,3	201,6	102,4	3,0	1,5	0,1	1.370,4

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

#### 2ª Emissão de Debêntures pela Companhia

Em 15 de fevereiro de 2013 foi realizada a 2ª emissão de debêntures. Os recursos da emissão foram destinados a investimentos e a reforço de capital de giro. Foram emitidas 29.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, com valor nominal de R\$10 mil, no valor total de R\$ 290 milhões, com data de emissão em 15 de fevereiro de 2013. As debêntures rendem juros, correspondentes a 100,0% da variação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* de 1,25% ao ano. O vencimento das debêntures é 15 de fevereiro de 2018.

Tais debêntures impõe à Companhia a manutenção, até o vencimento das debêntures, e desde que haja debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites (*covenants*): (i) o índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA Ajustado não poderá ser superior a 3,5 e (ii) o índice obtido da divisão entre EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro não poderá ser inferior a 1,75.

#### 3ª Emissão de Debêntures pela Companhia

Em 30 de abril de 2015, a Companhia assinou escritura referente a 3ª emissão de Debêntures no valor de R\$ 950.000, em quatro séries, sendo a 1ª série de R\$ 100.000 e as demais de R\$ 850.000. A emissão ocorreu em 28 de maio e o ingresso dos recursos em 23 de junho de 2015. Estes recursos foram utilizados para liquidar antecipadamente a dívida relacionada à emissão de Cédulas de Créditos Bancários – CCBs.

Foram emitidas 95.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia adicional real, em quatro séries, com valor nominal de R\$10 mil, no valor total de R\$ 950 milhões, com data de emissão em 28 de maio de 2015. As debêntures da 1ª série rendem juros, correspondentes a 100,0% da variação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* de 2,40% ao ano e as demais séries rendem juros correspondentes a 100,0% da variação da taxa DI, capitalizada de um *spread* de 4,75% ao ano. O vencimento das debêntures da 1ª série 28 de março de 2016 e das demais séries 30 de março de 2020.

Tais debêntures impõe à Companhia a manutenção, até o vencimento das debêntures, e desde que haja debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites (*covenants*): (i) o índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA Ajustado não poderá ser superior a 3,5 e (ii) o índice obtido da divisão entre EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro não poderá ser inferior a 1,75.

#### CCB – Cédula de Crédito Bancário Unibanco

Em 28 de junho de 2006, a Companhia obteve empréstimo junto ao Unibanco no valor total de R\$ 650,0 milhões, cujos recursos foram destinados para o pagamento de parcela do saldo de juros das FRN e para o resgate antecipado da totalidade de suas debêntures em circulação.

Em 30 de setembro de 2010 o referido contrato foi aditado no valor de R\$ 568,6 milhões passando as 26 Cédulas Seriadas a serem registradas por uma única cédula de crédito bancário. As principais alterações foram: redução da taxa de juros para CDI + 1,70% a.a e alteração do vencimento final para 01 de outubro de 2018, com período de carência de 48 meses para pagamento do valor principal. A Companhia pagou comissão de renegociação de 0,70% sobre o valor do contrato, no montante de R\$ 4,0 milhões que foi capitalizada e será amortizada ao longo do contrato.

O contrato prevê pagamentos semestrais de juros e a amortização será realizada em 5 parcelas anuais a partir do 48º mês.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

O referido contrato prevê ainda as seguintes garantias: penhor de ações de emissão da Companhia detidas pela AES Guaíba II Empreendimentos Ltda., cessão fiduciária de determinados direitos creditórios e recursos descritos no Contrato de Cessão Fiduciária em Garantia e Outras Avenças. O valor dos direitos creditórios equivale a 15% do montante líquido da referida arrecadação.

### CCB – Cédula de Crédito Bancário Citibank 1

Em 24 de janeiro de 2014, a Companhia contratou uma linha de crédito para fins de reforço de capital de giro junto ao Banco Citibank S.A., no valor total de até R\$ 92 milhões.

O custo desta operação é de 100,0% da variação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* de 1,15% ao ano, incidente sobre o valor efetivamente desembolsado em cada saque e paga em até 12 meses da data do respectivo desembolso. Foram efetuados dois saques, com vencimentos em 30 de janeiro de 2015 e 23 de fevereiro de 2015.

Tal CCB impõe à Companhia a manutenção, até o vencimento da dívida, dos seguintes índices e limites (*covenants*): (i) o índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA Ajustado não poderá ser superior a 3,5 e (ii) o índice obtido da divisão entre EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro não poderá ser inferior a 1,75.

Em fevereiro de 2015, a Companhia efetuou aditivo postergando R\$ 42 milhões do total de R\$ 62 milhões do segundo saque para vencimento em 25 de março de 2015. Também houve aumento na taxa de remuneração, correspondentes a 100,0% da variação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* de 3% ao ano, a partir de 23 de fevereiro de 2015.

### CCB – Cédula de Crédito Bancário Citibank 2

Em 25 de fevereiro de 2014, a Companhia contratou uma linha de crédito para fins de reforço de capital de giro junto ao Banco Citibank S.A., no valor total de até R\$ 108 milhões.

O custo desta operação é de 100,0% da variação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* de 1,25% ao ano, incidente sobre o valor efetivamente desembolsado em cada saque e paga em até 12 meses da data do respectivo desembolso. Foram efetuados cinco saques, com vencimentos em 24 de abril de 2015, 7 de maio de 2015, 5 de junho de 2015, 22 de junho de 2015 e 17 de agosto de 2015.

Tal CCB impõe à Companhia a manutenção, até o vencimento da dívida, dos seguintes índices e limites (*covenants*): (i) o índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA Ajustado não poderá ser superior a 3,5 e (ii) o índice obtido da divisão entre EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro não poderá ser inferior a 1,75.

### CCB - Cédula de Crédito Bancário Safra

Recursos captados em 21 de dezembro de 2015 totalizando R\$ 50 milhões junto ao Banco Safra, com vencimento em 20 de janeiro de 2016. Os recursos obtidos foram destinados para refinanciamento de dívida já existente.

O custo desta operação é de 100,0% da variação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* de 2,40% ao ano.

### 1ª Emissão de Notas Promissórias pela Companhia

Em 28 de fevereiro de 2014 foi realizada a 1ª emissão de notas promissórias. Os recursos da emissão foram destinados a investimentos e a reforço de capital de giro. Foram emitidas, para distribuição pública em série única, 10 notas promissórias comerciais, com valor nominal de R\$5 milhões, no valor total de R\$ 50 milhões, com data de emissão em 28 de fevereiro de 2014. As notas promissórias rendem juros, correspondentes a 100% da variação da Taxa DI, capitalizada de um *spread* de 1,05% ao ano. O vencimento das notas promissórias é 23 de fevereiro de 2015.

Tais notas promissórias impõe à Companhia a manutenção, até o vencimento, e desde que haja notas promissórias em circulação, dos seguintes índices e limites (*covenants*): (i) o índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA Ajustado não poderá ser superior a 3,5 e (ii) o índice obtido da divisão entre EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro não poderá ser inferior a 1,75.

### 2ª Emissão de Notas Promissórias pela Companhia

Em 03 de outubro de 2014 foi realizada a 2ª emissão de notas promissórias. Os recursos da emissão foram destinados a reforço de capital de giro e refinanciamento de dívidas da Companhia. Foram emitidas, para distribuição pública em série única, 180 notas

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

promissórias comerciais, com valor nominal de R\$1 milhão, no valor total de R\$ 180 milhões, com data de emissão em 03 de outubro de 2014. As notas promissórias rendem juros, correspondentes à variação acumulada de 115% das taxas médias diárias do DI, base 252 dias úteis. O vencimento das notas promissórias é 01 de abril de 2015.

Tais notas promissórias impõe à Companhia a manutenção, até o vencimento, e desde que haja notas promissórias em circulação, dos seguintes índices e limites (*covenants*): (i) o índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA Ajustado não poderá ser superior a 3,5 e (ii) o índice obtido da divisão entre EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro não poderá ser inferior a 1,75.

### 3ª Emissão de Notas Promissórias pela Companhia

Em 23 de fevereiro de 2015 foi realizada a 3ª emissão de notas promissórias. Os recursos da emissão foram destinados a reforço de capital de giro. Foram emitidas, para distribuição pública em série única, 10 notas promissórias comerciais, com valor nominal de R\$5 milhões, no valor total de R\$ 50 milhões, com data de emissão em 23 de fevereiro de 2015. As notas promissórias rendem juros, correspondentes a 100% da variação da Taxa DI, capitalizada de um spread de 1,35% ao ano. O vencimento das notas promissórias é 23 de junho de 2015.

Tais notas promissórias impõe à Companhia a manutenção, até o vencimento, e desde que haja notas promissórias em circulação, dos seguintes índices e limites (*covenants*): (i) o índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA Ajustado não poderá ser superior a 3,5 e (ii) o índice obtido da divisão entre EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro não poderá ser inferior a 1,75.

### Eletróbrás – Luz para Todos

A Eletróbrás, no âmbito do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica "Programa Luz para Todos (PLPT)", concedeu à AES Sul crédito nos valores e datas demonstrados nas tabelas abaixo:

Recursos	Data	Reserva Global de Reversão	Conta de Desenvolvimento Energético	Total
	31/08/2007	511	1.705	2.216
<b>2ª Tranche</b>	24/11/2006	1.374	4.580	5.954
	19/12/2007	1.832	6.107	7.939
	16/04/2008	50	162	212
<b>3ª Tranche</b>	02/04/2007	2.562	8.542	11.104
	21/01/2008	1.708	5.695	7.403
	19/03/2008	1.708	5.695	7.403
<b>4ª Tranche</b>	03/04/2008	17.970	2.765	20.735
	25/09/2008	11.980	1.843	13.823
	17/10/2008	11.980	1.843	13.823
	15/09/2010	2.080	318	2.398
<b>5ª Tranche</b>	05/05/2010	4.555	701	5.256
	26/11/2010	6.074	934	7.008
	09/02/2012	1.349	207	1.556
<b>6ª Tranche</b>	31/03/2011	1.447	223	1.670
	09/02/2012	3.223	496	3.719
-		<b><u>71.758</u></b>	<b><u>46.332</u></b>	<b><u>118.090</u></b>

Os recursos provenientes da CDE são enquadrados como subvenção econômica e os recursos provenientes da RGR serão pagos em prestações mensais de principal e juros. O período de carência do principal é de 24 meses e o prazo de amortização é de 120 meses.

### Eletróbrás Financiamento

A Eletróbrás concedeu à Companhia três linhas de financiamento para construção de linhas de transmissão, subestações e ampliação de subestações. Sendo todos os recursos provenientes da RGR, os valores serão pagos em prestações mensais de principal e juros.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

O período de carência é de 24 meses e o prazo de amortização é de 60 meses. Para os contratos 2562/06 e 2566/06, durante o período de carência os juros foram incorporados no saldo devedor. Para o contrato 2754/09, os juros são pagos mensalmente. Atualmente a Companhia possui saldo a pagar no valor de R\$ 6.521 milhões, líquido de subvenções governamentais.

Tanto o contrato “Eletrobrás - Luz Para Todos”, quanto o contrato “Eletrobrás – Financiamento” estão vinculados à aquisição de bens que compõem os ativos sob concessão. Sendo assim, estes contratos foram ajustados a valor justo por uma taxa de mercado. A diferença apurada entre o valor justo e o valor originalmente contratado foi registrada como uma subvenção governamental, na rubrica de empréstimo e financiamentos, e a sua realização ocorrerá no mesmo período da realização dos ativos adquiridos com estes recursos.

### ***(ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras;***

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

### ***(iii) grau de subordinação entre as dívidas; e***

Não há grau de subordinação contratual entre nossas dívidas quirográficas. As nossas dívidas com garantia real contam com as preferências e prerrogativas previstas em lei.

### ***(iv) eventuais restrições impostas à Companhia, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se a Companhia vem cumprindo essas restrições***

Nos termos da 2ª emissão de debêntures, as obrigações decorrentes dessas debêntures poderão ser declaradas antecipadamente vencidas e imediatamente exigíveis, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, na ciência da ocorrência dos eventos estabelecidos abaixo:

- (a) pedido de recuperação judicial ou submissão aos credores de pedido de negociação de plano de recuperação extrajudicial, formulado pela Companhia;
- (b) extinção, liquidação, dissolução, insolvência, pedido de autofalência, pedido de falência não elidido no prazo legal ou decretação de falência da Companhia;
- (c) falta de pagamento, pela Companhia, do principal e/ou da remuneração das debêntures nas respectivas datas de vencimento, não sanadas no prazo de 2 (dois) dias úteis contados das respectivas datas de vencimento;
- (d) término, extinção ou transferência da concessão da Companhia para a exploração de serviços de distribuição de energia;
- (e) declaração de vencimento antecipado de qualquer dívida e/ou obrigação da Companhia, em valor individual ou global superior ao equivalente em reais a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos);
- (f) falta de cumprimento pela Companhia de qualquer obrigação não pecuniária prevista na escritura da 2ª emissão dentro de um prazo de 30 (trinta) dias de notificação do agente fiduciário a respeito do descumprimento;
- (g) alteração do controle acionário da Companhia que não resulte na AES Corporation como controlador (direta ou indiretamente);
- (h) cisão, fusão ou incorporação envolvendo a Companhia, para a qual (i) não tenha sido obtida a anuência prévia dos debenturistas reunidos em assembleia geral específica; ou (ii) que não tenha sido assegurado o resgate das debêntures para debenturistas dissidentes, nos termos do §1º do artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações;
- (i) declaração de dividendos acima do mínimo obrigatório sempre que a Companhia estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista na escritura da 2ª emissão de debêntures;
- (j) protesto legítimo de títulos contra a Companhia, ainda que na condição de garantidora, cujo valor individual ou global ultrapasse o equivalente em reais a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos) salvo se no prazo de 5 (cinco) dias úteis contados do referido protesto (i) a Companhia tiver comprovado que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro, (ii) for cancelado, (iii) tiver sido apresentada garantia em juízo e aceita pelo Poder Judiciário,

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

(iv) a Companhia tiver apresentado comprovante de pagamento dos respectivos títulos protestados, ou ainda (iii) tiver a sua exigibilidade suspensa por decisão judicial; (k) decisão judicial transitada em julgado ou arbitral definitiva, de natureza condenatória, contra a Companhia, cujo valor total ultrapasse o equivalente em reais a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos) desde que a Companhia não comprove ao Agente Fiduciário, no prazo de 30 (trinta) dias úteis contados a partir da data indicada para o pagamento em referida decisão, o pagamento, do referido valor total;

(l) transformação do tipo societário da Companhia;

(m) comprovação da inveracidade de qualquer declaração feita pela Companhia na escritura da 2ª emissão de debêntures que afete de forma adversa e relevante as debêntures; ou

(n) não manutenção por dois trimestres, até o vencimento das debêntures, e desde que haja debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites, verificados trimestralmente pelo agente fiduciário, a serem calculados pela Companhia, e apurados e revisados trimestralmente pelos auditores independentes contratados pela Companhia, com base nas informações financeiras da Companhia, ao final de cada trimestre, a partir do trimestre encerrado em 31 de dezembro de 2012, em até 15 (quinze) dias corridos após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras da Companhia, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das debêntures:

(i) índice obtido da divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA (conforme definidos abaixo) não poderá ser superior a 3,5 vezes.

Onde:

“Dívida Líquida Financeira” significa a dívida da Companhia de acordo com o resultado trimestral contábil mais recente menos o caixa e aplicações financeiras;

“Dívida” significa o somatório de (a) todas as obrigações da Companhia por fundos tomados em empréstimo ou em relação a depósitos ou adiantamento de qualquer tipo; (b) todas as obrigações da Companhia evidenciadas por títulos, debêntures, notas, contratos derivativos (e que não sejam celebrados para fim de proteção de flutuação de taxas de juros, moedas, inflação ou preço de energia), ou instrumentos similares; (c) todas as dívidas de terceiros garantidas por (ou em relação a qual o titular da dívida tenha um direito, seja condicional ou não, de ser garantido) qualquer ônus sobre bens detidos ou adquiridos pela Companhia, tenha ou não a dívida garantida sido assumida; (d) todas as obrigações relativas a arrendamentos mercantis da Companhia; (e) todas as obrigações, condicionais ou não, da Companhia na qualidade de parte de cartas de crédito, cartas de garantia e/ou avais; e (f) todas as obrigações, condicionais ou não, da Companhia em relação a aceites bancários, excluindo-se (i) empréstimos setoriais compulsórios; (ii) empréstimos concedidos pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás; (iii) todas obrigações relativas a planos de previdência privada; e (iv) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa.

“EBITDA” significa o somatório dos últimos doze meses (i) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Companhia na linha “Resultado Operacional” (excluindo as receitas e despesas financeiras), (ii) todos os montantes de depreciação e amortização, (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificado na conta de “custo de operação”, e (iv) os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), desde que não incluídos no resultado operacional acima.

(ii) O índice obtido da divisão entre EBITDA (conforme definido acima) pelo Resultado Financeiro (conforme definido abaixo) não poderá ser inferior a 1,75 vezes.

Onde:

“Despesas Financeiras” significam as despesas da Companhia em qualquer período dos últimos 12 (doze) meses, relacionadas ao total de juros incidentes no montante da dívida a pagar em tal período, incluindo comissões, descontos, honorários e despesas derivadas de letras de crédito e de aceite de financiamentos a medida que tais financiamentos constituam Dívida (conforme definido abaixo). As despesas financeiras excluem aquelas relacionadas (i) aos Empréstimos Compulsórios (conforme definido abaixo) e (ii) aos Empréstimos Eletrobrás (conforme definido abaixo), desde que a Companhia esteja atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades.

“Receita Financeira” significa as receitas da Companhia (e de qualquer pessoa jurídica na qual a Companhia venha a deter participação societária e por isso deva ser considerada pela Companhia na elaboração de suas demonstrações financeiras consolidadas, na forma da legislação e regulamentação em vigor) em qualquer período, relacionadas ao total de juros recebidos nesse período, excetuando, em todo caso, os valores recebidos a título de variação cambial nos preços de compra da energia oriunda da hidrelétrica de Itaipu.

“Resultado Financeiro”: é o valor resultante da Despesa Financeira subtraída a Receita Financeira.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Nos termos da 2ª emissão de debêntures, a Administração da Companhia mantém o acompanhamento dos seguintes índices financeiros: (i) relação da dívida líquida com o Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão (ii) Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão sobre Resultado Financeiro. Em 31 de dezembro de 2015, estes índices eram de (i) Dívida Líquida pelo EBITDA Ajustado: 5,02 e (ii) EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro: 3,23.

Nos termos da 3ª emissão de debêntures, as obrigações decorrentes dessas debêntures poderão ser declaradas antecipadamente vencidas e imediatamente exigíveis, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, na ciência da ocorrência dos eventos estabelecidos abaixo:

Constituem Eventos de Vencimento Antecipado que acarretam o vencimento automático das obrigações decorrentes desta Escritura de Emissão:

- (a) pedido de recuperação judicial ou submissão aos credores de pedido de negociação de plano de recuperação extrajudicial, formulado pela Emissora ou pela AES Guaíba;
- (b) extinção, liquidação, dissolução, insolvência, pedido de auto-falência, pedido de falência não elidido no prazo legal ou decretação de falência da Emissora ou da AES Guaíba;
- (c) falta de pagamento, pela Emissora do Valor Total da Emissão e /ou da Remuneração, nas respectivas datas de vencimento previstas nesta Escritura de Emissão, não sanadas no prazo de 1 (um) Dia Útil contado das respectivas datas de vencimento;
- (d) transformação do tipo societário da Emissora e/ou perda e/ou o cancelamento do registro de companhia aberta da Emissora perante a CVM;
- (e) questionamento judicial, pela Emissora, pela AES Guaíba, por qualquer de suas controladoras e/ou controladas, desta Escritura de Emissão, dos Contratos de Garantias ou se for verificada a invalidade, nulidade ou inexecutabilidade desta Escritura de Emissão e/ou dos Contratos de Garantias;
- (f) alteração do controle acionário da Emissora (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações que não resulte na AES Corporation como controladora direta ou indireta da Emissora, exceto se aprovada pelos Debenturistas;
- (g) cisão, fusão ou incorporação (incluindo incorporação de ações) envolvendo a Emissora, para a qual não tenha sido obtida a anuência prévia dos Debenturistas;
- (h) se houver alteração do objeto social da Emissora de forma a alterar as suas atividades preponderantes, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas;
- (i) redução de capital social da Emissora, exceto se a operação tiver sido previamente aprovada pelo Debenturistas, conforme disposto no artigo 174, parágrafo 3º, da Lei das Sociedades por Ações, ou se realizada para absorção de prejuízo;
- (j) falta de cumprimento pela Emissora da obrigação de depósito, na Conta Reserva, dos recursos equivalentes a 50% (cinquenta por cento) da próxima parcela vincenda de cada pagamento da Amortização Programada e/ou da Remuneração, não sanado no prazo de até 1 (um) Dia Útil da data em que tal depósito deveria ter sido realizado, nos termos do Contrato de Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios e Contas Vinculadas;
- (k) declaração de dividendos acima do mínimo obrigatório, caso a razão Dívida Líquida Financeira Acrescida de Dividendos pelo Ebitda seja superior a 2,5x, com base nas últimas demonstrações financeiras da Emissora publicadas, sendo certo que, para os fins desta alínea, "Dívida Líquida Financeira Acrescida de Dividendos" significa a Dívida Líquida Financeira da Emissora acrescida dos dividendos que a Emissora tenha intenção de declarar a qualquer momento;
- (l) se a Emissora utilizar os recursos líquidos obtidos com a presente Emissão para fins adversos do previsto nesta Escritura de Emissão;
- (m) caso a Emissora pague dividendos em desacordo com o estabelecido no Contrato de Penhor de Ações;
- (n) se a Emissora prometer, ceder ou transferir suas obrigações decorrentes desta Escritura de Emissão, total ou parcialmente, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas;
- (o) celebração de contratos de mútuo pela Emissora, em valor individual ou agregado superior a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais), com quaisquer sociedades, nacionais ou estrangeiras, integrantes do seu grupo econômico (intercompany

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

loans) sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas, exceto se o pagamento de principal, juros e demais encargos for inteiramente subordinado ao pagamento da dívida objeto desta Escritura de Emissão;

- (p) se houver qualquer alteração da composição do capital social da Emissora, mediante: (i) emissão de novas ações, de bônus de subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou de partes beneficiárias, em todos os casos, sem observância das restrições impostas no Contrato de Penhor de Ações; (ii) outorga de opção de compra de quaisquer desses títulos; (iii) criação de nova espécie ou classe de ações, sem que permaneça inalterado o percentual de participação da AES Guaíba no capital votante e no capital social total da Emissora; e (iv) quaisquer hipóteses que possam acarretar o direito de recesso ao acionista dissidente, que não tenham recebido tratamento específico nesta Cláusula 7, salvo se em todos os casos descritos nos subitens (i) a (iv) desta alínea, houver concordância prévia dos Debenturistas e forem observadas e cumpridas pela Emissora as obrigações estabelecidas no Contrato de Penhor de Ações;
- (q) protesto de títulos contra a Emissora, ainda que na condição de garantidora, cujo valor individual ou global ultrapasse o montante total de R\$20.000.000,00 (vinte milhões de reais), salvo se (i) no prazo de 5 (cinco) Dias Úteis da notificação de protesto a Emissora tiver comprovado que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro, (ii) for cancelado, ou ainda (iii) tiver a sua exigibilidade suspensa por decisão judicial;
- (r) não renovação, cancelamento, revogação, intervenção ou suspensão, bem como término antecipado ou transferência a terceiro, do Contrato de Concessão n.º 12/1997 - DNAEE, para distribuição de energia elétrica, celebrado entre a União, a Emissora e a AES Guaíba, em 06 de novembro de 1997, conforme aditado de tempos em tempos, desde que tal situação persista por mais de 30 (trinta) dias;
- (s) decisão(ões) judicial(is) transitada(s) em julgado ou arbitral definitiva, de natureza condenatória, contra a Emissora, cujo valor unitário ou agregado total ultrapasse(m) o montante total de R\$20.000.000,00 (vinte milhões de reais), desde que a Emissora não comprove ao Agente Fiduciário o pagamento do referido valor total, nos prazos e termos estabelecidos em referida decisão judicial transitada em julgado ou decisão arbitral definitiva;
- (t) credenciar qualquer instituição financeira ou prestadora de serviços para arrecadar direitos de crédito e recebíveis de usuários pelos serviços de distribuição de energia elétrica que não tenha concordado com a notificação dos Anexos II ou III Contrato de Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios e Contas Vinculadas, conforme o caso;
- (u) criar, sem prévia autorização dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, novas contas de centralização além das Contas Centralizadoras (conforme definidas no Contrato de Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios e Contas Vinculadas; e
- (v) ocorrência ou existência de um inadimplemento, evento de inadimplemento, ou qualquer outra condição ou evento (de qualquer forma descritos) pela Emissora, nos termos de um ou mais acordos financeiros ou instrumentos financeiros, que resulte ou possa resultar no vencimento antecipado de qualquer obrigação da Emissora ou possa tornar exigível antes do tempo qualquer obrigação que valor individual ou agregado igual ou superior ao montante total de R\$20.000.000,00 (vinte milhões de reais).

Constituem Eventos de Vencimento Antecipado que podem acarretar o vencimento das obrigações decorrentes das Debêntures, qualquer dos eventos previstos em lei e/ou qualquer dos seguintes Eventos de Inadimplemento:

- (a) não obtenção, não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão das autorizações, concessões, alvarás e licenças necessárias para a execução de seu objeto social, conforme descrito no estatuto social da Emissora, salvo aquelas que estejam em processo de renovação e desde que o pedido de renovação tenha sido realizado dentro dos prazos regulamentares e de acordo com a legislação aplicável;
- (b) o não pagamento de tributos ou quaisquer outros valores cobrados por entidades governamentais, exceto quando tais tributos ou valores sejam contestados de boa-fé pelos procedimentos legais apropriados e tenham sua exigibilidade suspensa nos termos da Lei n.º 5.172, de 25 de Outubro de 1966, conforme alterado (“**Código Tributário Nacional**”) ou da regulamentação vigente aplicável a cada caso;
- (c) ato de qualquer autoridade governamental com o objetivo de sequestrar, expropriar, nacionalizar, desapropriar ou de qualquer modo adquirir, compulsoriamente, a totalidade ou parte substancial dos ativos da Emissora;
- (d) onerar, empenhar ou dar em garantia todo ou parte material de seus ativos permanentes;
- (e) falta de cumprimento pela Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão e/ou nos Contratos de Garantias relacionados à presente Emissão e às Garantias, incluindo, mas sem limitação à substituição e reforço das Garantias, nos termos dos Contratos de Garantias, dentro de um prazo de 15 (quinze) dias contados da data de comunicação do referido descumprimento: (i) pela Emissora ao Agente Fiduciário; ou (ii) pelo Agente Fiduciário à

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Emissora, dos dois o que ocorrer primeiro, sendo que esse prazo não se aplica às obrigações para as quais tenha sido estipulado prazo específico;

- (f) se a Emissora ou a AES Guaíba sofrerem procedimento judicial ou extrajudicial que afete qualquer das Garantias prestadas, conforme aplicável;
- (g) as declarações e garantias prestadas pela Emissora e pela AES Guaíba nesta Escritura de Emissão, nos Contratos de Garantias e/ou em outros instrumentos a eles relacionados, revelarem-se incorretas, incompletas, omissas, enganosas, inverídicas, inconsistentes e/ou imprecisas;
- (h) se as obrigações da Emissora decorrentes da presente Escritura de Emissão deixarem de concorrer pelo menos “*pari passu*” com todas as demais dívidas da Emissora que tenham garantias da mesma natureza das Garantias outorgadas na presente Emissão, presentes e futuras;
- (i) alienar, vender (mesmo sob a forma de “*sale leaseback*”), transmitir ou transferir toda e qualquer parte de seus ativos, exceto nos seguintes casos: (i) para ativos imobilizados cujo valor unitário ou agregado total não ultrapasse o montante total de R\$40.000.000,00 (quarenta milhões de reais); (ii) se o produto da alienação, venda ou transmissão for utilizado para o Resgate Antecipado Facultativo ou para a Amortização Extraordinária Facultativa das Debêntures e (iii) com relação aos recebíveis dos serviços de distribuição de energia elétrica, caso eles sejam alienados no âmbito de contratos de compra e venda de energia, ou na celebração de eventuais contratos de financiamento com o BNDES;
- (j) não-manutenção pela Emissora por 2 (dois) trimestres consecutivos, dos seguintes índices e limites financeiros, verificados trimestralmente pelo Agente Fiduciário, a serem calculados pela Emissora, e apurados e revisados trimestralmente pelos auditores contratados pela Emissora, com base nas informações financeiras consolidadas da Emissora, ao final de cada trimestre, a partir de 31 de março de 2015, e apresentados pela Emissora ao Agente Fiduciário em até 15 (quinze) dias corridos após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude desta Escritura de Emissão:

- (i) O índice obtido pela divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA (conforme definidos abaixo) não poderá ser superior a 3,5 vezes.

Onde:

“**Dívida Líquida Financeira**” significa a Dívida da Emissora de acordo com o resultado trimestral contábil mais recente menos o caixa e aplicações financeiras.

“**Dívida**” significa o somatório de (a) todas as obrigações da Emissora por fundos tomados em empréstimo ou em relação a depósitos ou adiantamento de qualquer tipo, (b) todas as obrigações da Emissora evidenciadas por títulos, debêntures, notas, ou instrumentos similares; (c) todas as obrigações ou direitos da Emissora evidenciados por contratos de derivativos, (d) todas as dívidas de terceiros garantidas por (ou em relação a qual o titular da dívida tenha um direito, seja condicional ou não, de ser garantido) qualquer ônus sobre bens detidos ou adquiridos pela Emissora, tenha ou não a dívida garantida sido assumida; (e) todas as obrigações relativas a arrendamentos mercantis da Emissora; (f) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora na qualidade de parte de cartas de crédito, cartas de garantia e/ou avais; (g) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora em relação a aceites bancários, excluindo-se (1) empréstimos setoriais compulsórios (“**Empréstimos Compulsórios**”), (2) empréstimos concedidos pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás (“**Empréstimos Eletrobrás**”); (3) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada; e (4) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens “1” e “2” acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades;

“**EBITDA**” significa o somatório dos últimos doze meses (a) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Emissora na linha “Resultado Operacional” (excluindo as receitas e despesas financeiras); (b) todos os montantes de depreciação e amortização; (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificada na conta de “custo de operação”, e (c) os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (“**ANEEL**”), desde que não incluídos no resultado operacional acima;

- (i) O índice obtido da divisão entre EBITDA (conforme definido acima) pelo Resultado Financeiro (conforme abaixo definido) não poderá ser inferior a 1,75 vezes.

“**Resultado Financeiro**” é o valor resultante da Despesa Financeira subtraída a Receita Financeira.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

“**Despesas Financeiras**” significa as despesas da Emissora em qualquer período dos últimos 12 meses, relacionadas ao total de juros incidentes no montante da dívida a pagar em tal período, incluindo comissões, descontos, honorários e despesas derivadas de letras de crédito e de aceite de financiamentos à medida que tais financiamentos constituam Dívida. As despesas financeiras excluem aquelas relacionadas a (a) Empréstimos Compulsórios, (b) Empréstimos Eletrobrás, (c) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada, e (d) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens “a” e “b” acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades;

“**Receita Financeira**” significa as receitas da Emissora em qualquer período, relacionadas ao total de juros recebidos nesse período, excetuando, em todo caso, os valores recebidos a título de variação cambial nos preços de compra da energia oriunda da hidrelétrica de Itaipu.

Nos termos da 3ª emissão de debêntures, a Administração da Companhia mantém o acompanhamento dos seguintes índices financeiros: (i) relação da dívida líquida com o Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão (ii) Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão sobre Resultado Financeiro. Em 31 de dezembro de 2015, estes índices eram de (i) Dívida Líquida pelo EBITDA Ajustado: 5,02 e (ii) EBITDA Ajustado pelo Resultado Financeiro: 3,23.

A Companhia destaca que em 30 de setembro de 2015, a Companhia descumpriu pelo segundo trimestre consecutivo os compromissos financeiros (covenants) com seus credores, medido pelo índice financeiro dívida líquida com o Ebitda ajustado pelos efeitos do fundo de pensão. Tal descumprimento implica na possibilidade de antecipação do vencimento do saldo da dívida de Debêntures, acarretando na reclassificação do saldo de longo prazo para o passivo circulante, assim como dos respectivos instrumentos financeiros que acompanham as respectivas dívidas, conforme determinam as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Nos termos da Cédula de Crédito Bancário junto ao Safra, as obrigações decorrentes desta cédula de crédito bancário, poderão ser declaradas antecipadamente vencidas e desde logo exigível, independentemente de qualquer notificação judicial ou extrajudicial. A Companhia indica que tal obrigação já foi liquidada ao longo de 2016.

### ***g. limites dos financiamentos já contratados e os percentuais já utilizados***

Todos os recursos obtidos com os financiamentos contratados foram destinados à finalidade contratualmente prevista, ou seja, todos respeitaram os limites de utilização contratualmente previstos.

Com relação ao CCB com o Unibanco, os recursos foram utilizados pela Companhia para o pagamento de parcela do saldo de juros das FRN e para o resgate antecipado da totalidade de suas debêntures em circulação.

No que diz respeito à 2ª emissão de debêntures, os recursos da emissão foram destinados a investimentos e a reforço de capital de giro.

Os recursos da CCB com o Citibank foram destinados para reforço de capital de giro.

Os recursos provenientes da 1ª emissão de notas promissórias da Companhia foram utilizados para investimentos e reforço de capital de giro.

Com relação a 2ª emissão de notas promissórias pela Companhia, os recursos da emissão foram utilizados para reforço de capital de giro e refinanciamento de dívida da Companhia.

Os recursos da 3ª emissão de debêntures e da CCB com o Safra foram destinados integralmente ao refinanciamento de dívidas já existentes.

Não há valores pendentes de utilização advindos de financiamentos já contratados.

### ***h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras***

As alterações significativas ocorridas nos principais itens das Demonstrações dos Resultados, Demonstrações dos Fluxos de Caixa e Balanço Patrimonial estão explicadas a seguir. Em função do arredondamento em milhões, alguns itens podem não perfazer precisamente o montante divulgado nas Demonstrações Contábeis para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013.

### **Reclassificações nas demonstrações contábeis para fins de comparabilidade**

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

A Administração da Companhia, após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, procedeu aos seguintes ajustes e reclassificações nas suas demonstrações do resultado e do valor adicionado de 31 de dezembro de 2014 e 2013:

- (a) Com a entrada em vigor, a partir de 1º de janeiro de 2015, do novo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – “MCSE”, emitido pela ANEEL, a Administração da Companhia optou por alinhar a apresentação da demonstração dos resultados com esta orientação por entender que retrata mais adequadamente suas operações. As reclassificações efetuadas com o intuito de alinhar o critério de apresentação com as melhores práticas das empresas do setor elétrico foram:
  - (a.1) Indicadores de continuidade (DIC/FIC/DMIC/DICRI) classificados como “Outros custos operacionais”, anteriormente apresentados como “Despesas financeiras”, no montante de R\$ 18.201 no exercício findo em 31 de dezembro de 2014 (R\$ 9.853 em 31 de dezembro de 2013);
  - (a.2) Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE – classificada como “Deduções da receita operacional bruta”, anteriormente apresentada como “Custos operacionais”, no montante de R\$ 2.696 em 31 de dezembro de 2014 (R\$ 3.819 em 31 de dezembro de 2013).
- (b) A Companhia revisou suas práticas contábeis e concluiu que a atualização do ativo financeiro indenizável da concessão, originalmente apresentada sob a rubrica de “Receita Financeira”, no resultado financeiro, poderia ser melhor classificada no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim, por refletir mais apropriadamente o modelo de seu negócio de distribuição de energia elétrica e propiciar a melhor apresentação quanto à sua posição patrimonial e seu desempenho. O impacto deste assunto no exercício findo em 31 de dezembro de 2014 é uma reclassificação de R\$ 20.112 da receita financeira para o resultado operacional (R\$ 46.157 em 31 de dezembro de 2013 de despesa financeira).
- (c) A partir de janeiro de 2015 a Companhia passou a registrar os créditos de Pis/Cofins dos seus custos de energia elétrica nas rubricas de origem do respectivo custo de (i) Energia elétrica comprada para revenda e (ii) Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição, anteriormente registradas na rubrica de Energia elétrica comprada para revenda, no montante de R\$ 11.154 em 31 de dezembro de 2014.

### Reclassificação de saldos comparativos – Exercício findo em 31/12/2014

A Companhia reclassificou as variações monetárias ativas e passivas para as rubricas de receita e despesa financeira, respectivamente, demonstrando apenas as variações cambiais em separado. Desse modo, as demonstrações do resultado referentes ao exercício de 2014 e 2013 foram reapresentadas no mesmo formato das demonstrações referentes a 2015, com o intuito de propiciar melhor comparabilidade das informações.

## DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

A tabela abaixo mostra informações extraídas das Demonstrações dos Resultados da Companhia, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013, com análise horizontal e vertical.

**10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**

Demonstrações dos Resultados Em R\$ milhões	2015			2014			2013	
	R\$	AV (%)	AH (%)	R\$	AV (%)	AH (%)	R\$	AV (%)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.265,7	100,0%	21,9%	2.679,3	100,0%	32,4%	2.022,9	100,0%
CUSTOS OPERACIONAIS								
<i>Custo com Energia Elétrica</i>								
Energia elétrica comprada para revenda	(2.041,0)	-76,2%	29,8%	(1.572,3)	-58,7%	33,9%	(1.174,2)	-58,0%
Energia elétrica comprada para revenda - Proinfa	(48,1)	-1,8%	-1,0%	(48,6)	-1,8%	4,3%	(46,6)	-2,3%
Encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição	(279,4)	-10,4%	151,7%	(111,0)	-4,1%	-21,1%	(140,6)	-7,0%
<i>Custo de Operação</i>								
Pessoal e Administradores	(160,4)	-6,0%	41,1%	(113,7)	-4,2%	7,5%	(105,8)	-5,2%
Entidade de previdência privada	(4,9)	-0,2%	16,7%	(4,2)	-0,2%	-44,7%	(7,6)	-0,4%
Serviços de terceiros	(139,9)	-5,2%	-11,5%	(158,0)	-5,9%	18,7%	(133,1)	-6,6%
Material	(17,2)	-0,6%	56,4%	(11,0)	-0,4%	6,8%	(10,3)	-0,5%
Custo de construção	(238,2)	-8,9%	5,4%	(226,1)	-8,4%	-23,7%	(296,4)	-14,7%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(11,0)	-0,4%	-162,5%	17,6	0,7%	-1357,1%	(1,4)	-0,1%
Provisão/reversão para processos judiciais e outros	(17,7)	-0,7%	48,7%	(11,9)	-0,4%	-6,3%	(12,7)	-0,6%
Depreciação e amortização	(131,7)	-4,9%	2,7%	(128,2)	-4,8%	15,0%	(111,5)	-5,5%
Outros custos	(49,5)	-1,8%	35,2%	(36,6)	-1,4%	38,6%	(26,4)	-1,3%
TOTAL DOS CUSTOS OPERACIONAIS	(3.139,0)	-117,2%	30,6%	(2.404,2)	-89,7%	16,3%	(2.066,6)	-102,2%
RESULTADO DO SERVIÇO (LUCRO BRUTO)	126,7	4,7%	-53,9%	275,1	10,3%	-729,5%	(43,7)	-2,2%
RESULTADO FINANCEIRO								
Receitas financeiras	193,5	7,2%	94,3%	99,6	3,7%	413,4%	19,4	1,0%
Despesas financeiras	(292,4)	-10,9%	405,9%	(57,8)	-2,2%	-32,7%	(85,9)	-4,2%
Variações monetárias e cambiais, líquidas	(33,0)	-1,2%	500,0%	(5,5)	-0,2%	27,9%	(4,3)	-0,2%
TOTAL DO RESULTADO FINANCEIRO	(131,8)	-4,9%	-463,1%	36,3	1,4%	-151,3%	(70,8)	-3,5%
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS	(5,1)	-0,2%	-101,6%	311,4	11,6%	-372,0%	(114,5)	-5,7%
Contribuição social	0,1	0,0%	-100,6%	(16,0)	-0,6%	332,4%	(3,7)	-0,2%
Imposto de renda	0,2	0,0%	-100,5%	(42,4)	-1,6%	337,1%	(9,7)	-0,5%
Contribuição social diferida	-	0,0%	-100,0%	(11,2)	-0,4%	-139,2%	28,6	1,4%
Imposto de renda diferido	-	0,0%	-100,0%	(31,0)	-1,2%	-139,1%	79,3	3,9%
TOTAL DOS TRIBUTOS	0,2	0,0%	-100,2%	(100,6)	-3,8%	-206,5%	94,5	4,7%
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	(4,9)	-0,2%	-102,3%	210,8	7,9%	-1154,0%	(20,0)	-1,0%

**ANÁLISE DAS PRINCIPAIS VARIAÇÕES: 31 DE DEZEMBRO DE 2015 COMPARADO A 31 DE DEZEMBRO DE 2014****Receita operacional bruta**

A receita operacional bruta da Companhia nos anos de 2015 e 2014 foi de R\$ 5.640,1 milhões e R\$ 3.671,7 milhões, respectivamente, sendo composta principalmente pela receita relacionada ao fornecimento de energia elétrica. As receitas relacionadas ao fornecimento nos anos de 2015 e 2014 foram de R\$ 4.312,4 e R\$ 2.868,7 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 50,3%, devido ao: (i) aumento de 12,6 mil unidades consumidoras em 2015 comparado com 2014; (ii) revisão tarifária extraordinária de 2 de março de 2015 e reajuste tarifário de 19 de abril de 2015 com efeito positivo de 52,45%, gerando aumento no faturamento de todas as classes de clientes cativos e livres; (iii) redução de 7,2% no volume de energia vendida para o mercado cativo em especial para as classes residencial, industrial e rural devido às temperaturas amenas e ao grande volume de chuvas verificado durante o ano de 2015, em adição ao cenário econômico desfavorável de retração no consumo de energia.

Abaixo segue descrição das receitas de fornecimento e distribuição de energia elétrica da Companhia, classificadas por tipo de cliente:

Tipo de Cliente	Receita Operacional Bruta (em R\$ milhões)					
	2015			2014		
	R\$	AV (%)	AH (%)	R\$	AV (%)	AH (%)
Residencial	1.707,6	39,6%	46,9%	1.162,6	40,5%	29,3%
Industrial	1.041,4	24,1%	55,2%	671,2	23,4%	20,9%
Comercial	815,2	18,9%	51,2%	539,1	18,8%	25,8%
Outros	748,2	17,3%	50,9%	495,8	17,3%	19,7%
<b>Total</b>	<b>4.312,4</b>	<b>100,0%</b>	<b>50,3%</b>	<b>2.868,7</b>	<b>100,0%</b>	<b>24,9%</b>

O volume de energia vendido aos clientes cativos foi de 7.746 GWh no ano de 2015, comparado com 8.345 GWh em 2014. Os diretores da Companhia entendem que essa redução de 7,2% foi ocasionada principalmente: (a) pela redução de 7,7%, no consumo da classe

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

residencial; (b) pela redução de 6,4% na classe comercial e; (c) pela redução de 7,2% da classe rural. Essa redução no consumo é devido às temperaturas mais amenas (principalmente durante o verão), aumento das tarifas de energia, pelo maior regime de chuvas no 1T15, pelo evento climático El Niño iniciado no 4T15, que impactou de forma negativa o uso de irrigação pelos clientes rurais no período.

### Deduções da receita operacional bruta

As deduções da receita operacional bruta da Companhia são representadas por (a) encargos setoriais: Encargo de Capacidade Emergencial (ECE), Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), Encargos do consumidor - Proinfa, Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), repasse dos recursos da CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifária, e (b) encargos tributários: PIS, COFINS e ICMS.

As deduções da receita operacional da Companhia nos anos de 2015 e 2014 foram de R\$ 2.374,4 milhões e R\$ 992,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 139,3% foi ocasionado principalmente pelos encargos tributários como ICMS, COFINS e PIS, que foram proporcionais à maior receita bruta auferida, pela conta de desenvolvimento energético – CDE, e pelo repasse dos recursos da CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

### Receita operacional líquida

Em 2015, a receita operacional líquida da Companhia acumulou R\$ 3.265,7 milhões, montante 21,9% superior à registrada em 2014, quando acumulou R\$ 2.679,3 milhões. Os diretores da Companhia entendem que essa variação se deve, basicamente, ao reajuste tarifário ordinário, ao aumento do ativo financeiro setorial líquido, compensada pela redução no consumo dos clientes cativos e livres e pelo aumento das deduções da receita operacional bruta.

### Custos operacionais: custo com energia elétrica e custo de operação

#### Energia elétrica comprada para revenda

Os custos com energia elétrica comprada para revenda nos anos de 2015 e 2014 foram de R\$ 2.041,0 milhões e R\$ 1.572,3 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 29,8%. Os diretores da Companhia atribuem esse aumento: (i) ao maior custo médio dos contratos de energia no ambiente regulado, que foram afetados pelo acionamento das usinas termelétricas, para compensar os baixos índices dos reservatórios hídricos; (ii) aumento no custo médio da quota parte de Itaipú em decorrência do aumento da tarifa em dólar e pela desvalorização do real frente ao dólar em aproximadamente 32% no ano de 2015 (iii) aumento nos custos de risco hidrológico, cotas de garantia física e contratos de energia elétrica no ambiente regulado, compensado pela redução no custo da energia comprada no mercado de curto prazo, resultado do maior volume contratado e menor volume de energia vendida no período;

#### Encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição

Os custos com encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição nos anos de 2015 e 2014 foram de R\$ 279,4 milhões e R\$ 111,0 milhões respectivamente, apresentando um aumento de 151,7%. Os diretores da Companhia entendem que esse aumento foi ocasionado principalmente pelos encargos de serviço do sistema - ESS de R\$ 74,9 milhões, encargos de rede básica no montante de R\$ 19,2 milhões e conexão e transporte no montante de R\$ 12,1 milhões.

#### Pessoal e administradores e entidade de previdência privada

As despesas com pessoal e administradores e entidade de previdência privada nos anos de 2015 e 2014 foram de R\$ 165,3 milhões e R\$ 117,9 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 40,2%. Os diretores da Companhia entendem que este aumento foi ocasionado pelo: (i) aumento de 720 posições no quadro de colaboradores próprios, principalmente nas equipes de manutenção da rede de distribuição; (iii) horas extras no período devido à severidade dos temporais ocorridos; (iv) plano de participação nos lucros; e (v) custo de rescisões relacionadas ao Plano de Incentivo à Aposentadoria (PIA); (vi) aumento de 16,7% nas despesas com entidade de previdência devido à redução da taxa de desconto, acompanhando a NTN-B de 6,50% no encerramento de 2013 para 6,15% na avaliação atuarial no encerramento de 2014.

#### Material e Serviços de terceiros

As despesas com material e serviços de terceiros nos anos de 2015 e 2014 foram de R\$ 157,1 milhões e R\$ 169,0 milhões, respectivamente, apresentando uma redução de 7,0%. Os diretores da Companhia entendem que este resultado foi ocasionado por:

- (i) As despesas de materiais apresentaram um crescimento de 56,5% em relação ao ano anterior e o que contribuiu para este desempenho foram o aumento nos custos de frota (combustíveis, peça e serviços de manutenção), ferramentas, uniformes e equipamentos de proteção em decorrência da contratação de equipes de manutenção da rede de distribuição;
- (ii) Serviços de terceiros apresentaram uma redução de 11,5% em relação ao ano anterior, ocasionado pelo aumento no custo de honorários advocatícios, auditorias e consultorias financeiras relacionadas à emissão e renegociação de dívidas; compensadas pela redução no custo dos contratos terceirizados de manutenção da rede de distribuição, em função da internalização de pessoal.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

### Depreciação e amortização

As despesas com depreciação e amortização nos anos de 2015 e 2014 foram de R\$ 131,7 milhões e R\$ 128,2 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 2,7%. Os diretores da Companhia entendem que a variação é justificada pela amortização calculada sobre os projetos transferidos do intangível em curso para o intangível em serviço em 2015.

### Outros custos

Os saldos de outros custos nos anos de 2015 e 2014 foram de R\$ 49,5 milhões e R\$ 36,6 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 35,2%. Os diretores da Companhia entendem que essa variação foi ocasionada principalmente pelo aumento das penalidades regulatórias (DIC/FIC/DMIC/DICRI) em R\$ 7,7 milhões e aumento de arrendamento e aluguéis no montante de R\$ 7,7 milhões.

### Resultado financeiro

Em 2015, o resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 131,8 milhões, apresentando uma redução de R\$ 168,1 milhões em relação a 2014, decorrentes da: (i) reversão de multa e juros contingentes sobre o passivo do Despacho nº 288 no valor de R\$ 107,9 milhões ocorrida em 2014; (ii) aumento dos encargos de dívida em R\$ 91,7 milhões devido à maior taxa de juros em 2015 e aumento no principal de empréstimos e financiamentos; (iii) aumento de R\$ 27,4 milhões na despesa de variação cambial, reflexo da desvalorização do real frente à moeda estrangeira; (iv) multa e atualização monetária sobre parcelamentos de tributos (ICMS, PIS e Cofins) no valor de R\$ 17,0 milhões; compensados parcialmente pelo: (v) aumento juros e atualização monetária sobre precatórios junto a prefeituras no valor de R\$ 61,5 milhões.

### Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido

Em 2015, o imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido apresentou resultado positivo de R\$ 0,2 milhões, apresentando uma redução de R\$ 100,8 milhões em relação a 2014 que apresentou resultado negativo de R\$ 100,6 milhões. Os diretores da Companhia entendem que a redução foi principalmente ocasionada pelo prejuízo apresentado no exercício de 2015.

### Lucro líquido do exercício

A Companhia registrou um prejuízo líquido de R\$ 4,9 milhões em 2015, o que representou um decréscimo de R\$ 215,7 milhões em relação a 2014, quando registrou um lucro líquido de R\$ 210,8 milhões. Os diretores da Companhia atribuem a esse desempenho principalmente a: (i) redução no volume de energia vendida e aumento nos custos operacionais e (ii) redução no resultado financeiro líquido.

## ANÁLISE DAS PRINCIPAIS VARIACIONES: 31 DE DEZEMBRO DE 2014 COMPARADO A 31 DE DEZEMBRO DE 2013

### Receita operacional bruta

A receita operacional bruta da Companhia nos anos de 2014 e 2013 foi de R\$ 3.671,7 milhões e R\$ 2.797,4 milhões, respectivamente, sendo composta principalmente pela receita relacionada ao fornecimento de energia elétrica. As receitas relacionadas ao fornecimento nos anos de 2014 e 2013 foram de R\$ 2.868,7 e R\$ 2.297,0 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 24,9%, devido ao: (i) aumento de 25,3 mil unidades consumidoras em 2014 comparado com 2013; (ii) aumento de consumo de energia elétrica pelas classes residencial, comercial e serviços públicos, devido às altas temperaturas que influenciaram o uso de aparelhos de climatização; (iii) crescimento do consumo pela classe rural devido ao acionamento intensivo das bombas para irrigação das lavouras no 1º trimestre de 2014 em função do baixo nível de chuvas, e (iv) resultado positivo da atualização monetária do ativo financeiro de concessão em R\$ 66,3 milhões correspondente ao reconhecimento do valor residual do laudo de avaliação do 3º. Ciclo de Revisão Tarifária Periódica em 2013

Abaixo segue descrição das receitas de fornecimento e distribuição de energia elétrica da Companhia, classificadas por tipo de cliente:

Tipo de Cliente	Receita Operacional Bruta (em R\$ milhões)				
	2014			2013	
	R\$	AV (%)	AH (%)	R\$	AV (%)
Residencial	1.162,6	40,5%	29,3%	899,5	39,2%
Industrial	671,2	23,4%	20,9%	554,9	24,2%
Comercial	539,1	18,8%	25,8%	428,4	18,7%
Outros	495,8	17,3%	19,7%	414,2	18,0%
<b>Total</b>	<b>2.868,7</b>	<b>100,0%</b>	<b>24,9%</b>	<b>2.297,0</b>	<b>100,0%</b>

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

O volume de energia vendido aos clientes cativos foi de 8.345 GWh no ano de 2014, comparado com 7.853 GWh em 2013. Os diretores da Companhia entendem que esse aumento de 6,3% foi ocasionado principalmente: (a) pelo aumento de 11,7%, no consumo da classe residencial; (b) pelo aumento de 9,1% na classe comercial e; (c) pelo aumento de 6,0% da classe rural. Esse aumento no consumo é devido ao clima atípico, com temperaturas elevadas e pouca chuva, principalmente durante o primeiro trimestre de 2014. Em 2014, verificou-se também um aumento no volume e na receita de energia comercializada no mercado de curto prazo (CCEE) e o reconhecimento do ativo financeiro setorial, parcialmente compensados pela redução na receita de construção.

### Deduções da receita operacional bruta

As deduções da receita operacional bruta da Companhia são representadas por (a) encargos setoriais: Encargo de Capacidade Emergencial (ECE), Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), Encargos do consumidor - Proinfra, Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), e (b) encargos tributários: PIS, COFINS e ICMS.

As deduções da receita operacional da Companhia nos anos de 2014 e 2013 foram de R\$ 992,4 milhões e R\$ 774,5 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 28,4% foi ocasionado principalmente pelos encargos tributários como ICMS, COFINS e PIS, que foram proporcionais à maior receita bruta auferida.

### Receita operacional líquida

Em 2014, a receita operacional líquida da Companhia acumulou R\$ 2.679,3 milhões, montante 32,4% superior à registrada em 2013, quando acumulou R\$ 2.022,9 milhões. Os diretores da Companhia entendem que essa variação se deve basicamente ao aumento do consumo dos clientes cativos, venda de energia elétrica no mercado de curto prazo e reconhecimento da receita proveniente de ativo financeiro setorial, de acordo com a Orientação Técnica OCPC 08.

### Custos operacionais: custo com energia elétrica e custo de operação

#### Energia elétrica comprada para revenda

Os custos com energia elétrica comprada para revenda nos anos de 2014 e 2013 foram de R\$ 1.572,3 milhões e R\$ 1.174,2 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 33,9%. Os diretores da Companhia atribuem esse aumento: (i) ao maior custo médio dos contratos de energia no ambiente regulado, que foram afetados pelo acionamento das usinas termelétricas, para compensar os baixos índices dos reservatórios hídricos; (ii) aumento do volume da energia comprada no mercado de curto prazo, decorrente do maior volume de energia vendida no período e devido ao cancelamento de contratos oriundos de leilões de energia nova (CCEARs), à insuficiência de cotas decorrente da Lei 12.783/2013, ao cancelamento do Leilão A-1 de 2012 e à frustração do Leilão A-1 de 2013, somado ao preço do MWh no mercado de curto prazo.

#### Encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição

Os custos com encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição nos anos de 2014 e 2013 foram de R\$ 111,0 milhões e R\$ 140,6 milhões, respectivamente, apresentando uma redução de 13,1%. Os diretores da Companhia entendem que essa redução foi ocasionada principalmente pelos repasses de recursos financeiros do CONER e ajustes referentes ao alívio retroativo do ESS, compensado pela redução dos aportes de recursos da CDE de R\$ 93,5 milhões, para compensar os custos com ESS, decorrente do (Decreto nº 7.945/2013).

#### Pessoal e administradores e entidade de previdência privada

As despesas com pessoal e administradores e entidade de previdência privada nos anos de 2014 e 2013 foram de R\$ 117,9 milhões e R\$ 113,5 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 3,9%. Os diretores da Companhia entendem que este aumento foi ocasionado pelo: (i) crescimento em horas extras, devido aos temporais de verão, e interferência do Ministério Público na realização de horas extras de equipes terceirizadas, impactando o volume de horas extras das equipes próprias; (ii) mudança na legislação do pagamento de periculosidade, ajustando o cálculo por valores pagos e não mais por exposição; e (iii) aumento na quantidade de colaboradores em 94 posições; (iv) redução de 45% nas despesas com entidade de previdência em função do aumento na taxa de desconto aplicada no cálculo do valor presente da obrigação pelo benefício definido para 6,5%, ante 4,0% aplicado no ano anterior.

#### Material e Serviços de terceiros

As despesas com material e serviços de terceiros nos anos de 2014 e 2013 foram de R\$ 169,0 milhões e R\$ 143,4 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 17,9%. Os diretores da Companhia atribuem esse aumento aos seguintes fatores: (i) aumento no custo das equipes de emergência contratadas para atendimento às ocorrências durante os temporais; (ii) despesas de call center e telefonia pelo aumento expressivo no número de chamadas; (iii) aumento no consumo de combustível, manutenções e peças de reposição pelo maior volume de quilômetros rodados.

#### Depreciação e amortização

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

As despesas com depreciação e amortização nos anos de 2014 e 2013 foram de R\$ 128,2 milhões e R\$ 111,5 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 15,0%. Os diretores da Companhia entendem que a variação é justificada pela amortização de novas aquisições, baixas e bens que se tornaram totalmente depreciados.

### Outros custos

Os saldos de outros custos nos anos de 2014 e 2013 foram de R\$ 36,6 milhões e R\$ 26,4 milhões, respectivamente, apresentando um aumento de 38,6%. Os diretores da Companhia entendem que essa variação foi ocasionada principalmente pelo aumento de nos custos relativos às baixas dos ativos financeiro e intangível de concessão no montante de R\$ 3,9 milhões e pelo aumento das penalidades regulatórias (DIC/FIC/DMIC/DICRI) em R\$ 8,3 milhões.

### Resultado financeiro

Em 2014, o resultado financeiro líquido foi uma receita de R\$ 36,3 milhões, apresentando um aumento de R\$ 107,1 milhões em relação a 2013, decorrentes da: (i) reversão de multa e juros contingentes sobre o passivo do Despacho nº 288 no valor de R\$ 107,9 milhões em função de alteração na probabilidade de perda;; (ii) aumento dos encargos de dívida em R\$ 50,6 milhões devido à maior taxa de juros em 2014 e aumento no principal de empréstimos e financiamentos. Em 2014 a taxa média do CDI foi de 10,81% a.a., enquanto que para o mesmo período do ano anterior foi de 8,06% a.a.; e (iii) aumento dos juros, multas e variação monetária ativa sobre faturas de energia em R\$ 40,0 milhões em decorrência da assinatura do contrato de parcelamento de dívida junto à Prefeitura de Santa Cruz do Sul e do reconhecimento da receita de precatórios junto à Prefeitura de Santa Maria.

### Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido

Em 2014, o imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido apresentou resultado negativo de R\$ 100,6 milhões, apresentando uma redução de R\$ 195,0 milhões em relação a 2013, quando apresentou resultado positivo de R\$ 94,5 milhões. Os diretores da Companhia entendem que este aumento é principalmente ocasionado pelo aumento na despesa de imposto de renda e contribuição social correntes pelo crescimento no lucro real em 2014 e pelo registro da receita de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais e base negativa em 2013.

### Lucro líquido do exercício

A Companhia registrou um lucro líquido de R\$ 210,8 milhões em 2014, o que representou um acréscimo de R\$ 230,9 milhões em relação a 2013, quando registrou um prejuízo líquido de R\$ 20,1 milhões. Os diretores da Companhia atribuem a esse desempenho principalmente: (i) acréscimo de 32,4% da receita líquida; (ii) aumento no resultado financeiro em R\$ 107,1 milhões; parcialmente compensados pelo (iii) aumento de 27,2% nos custos de energia elétrica comprada para revenda e Encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição; (iv) aumento de R\$ 195,0 na despesa de imposto de renda e contribuição social, devido principalmente ao aumento na despesa de imposto de renda e contribuição social correntes pelo crescimento no lucro real em 2014 e pelo registro da receita de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais e base negativa em 2013.

### Análise Das Principais Variações Do Fluxo De Caixa encerrado em 31 de dezembro de 2015 com o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2014

A tabela abaixo mostra informações extraídas das Demonstrações dos Fluxos de Caixa da Companhia, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013. Nesta estão apresentados os principais itens que impactaram as respectivas atividades e desta forma o caixa e os equivalentes de caixa da Companhia.

**10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**

Demonstrações dos Fluxos de Caixa					
Em R\$ milhões	2015	AH (%)	2014	AH (%)	2013
<b>Caixa líquido das atividades operacionais</b>	<b>(23,8)</b>	<b>-155,9%</b>	<b>42,6</b>	<b>-68,9%</b>	<b>137,0</b>
<b>Caixa líquido das atividades de investimento</b>	<b>(99,6)</b>	<b>-65,4%</b>	<b>(288,2)</b>	<b>4,6%</b>	<b>(275,4)</b>
Aquisições de ativo imobilizado e intangível	(240,4)	10,5%	(217,6)	-25,6%	(292,4)
Consumidores - Participação financeira	44,8	39,1%	32,2	20,8%	26,7
Aplicações em investimento de curto prazo	(2.265,4)	22,9%	(1.844,0)	26,7%	(1.455,9)
Resgates de investimento de curto prazo	2.366,0	35,8%	1.742,7	20,3%	1.448,9
Aplicações/Resgates de cauções e depósitos vinculados	(4,6)	151,1%	(1,8)	-32,3%	(2,7)
Recebimento de venda de ativo imobilizado e intangível	-	N/A	0,3	N/A	-
<b>Caixa líquido das atividades de financiamento</b>	<b>87,1</b>	<b>-69,8%</b>	<b>288,6</b>	<b>164,8%</b>	<b>109,0</b>
Ingressos de novos empréstimos e debêntures	1.600,0	269,4%	433,2	44,6%	299,5
Dividendos pagos	-	N/A	-	-100,0%	(100,0)
Aumento de Capital	30,0	N/A	-	N/A	-
Pagamento de empréstimos - principal	(1.509,5)	981,6%	(139,6)	59,5%	(87,5)
Custo de empréstimos	(31,2)	576,9%	(4,6)	77,2%	(2,6)
Pagamento de obrigações por arrendamento financeiro	(2,3)	502,6%	(0,4)	-5,5%	(0,4)
<b>Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(36,3)</b>	<b>-184,5%</b>	<b>43,0</b>	<b>-246,3%</b>	<b>(29,4)</b>
<b>Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>58,6</b>	<b>275,7%</b>	<b>15,6</b>	<b>-65,3%</b>	<b>45,0</b>
<b>Saldo final de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>22,3</b>	<b>-62,0%</b>	<b>58,6</b>	<b>275,7%</b>	<b>15,6</b>

**ANÁLISE DAS PRINCIPAIS VARIAÇÕES: 31 DE DEZEMBRO DE 2015 COMPARADO A 31 DE DEZEMBRO DE 2014**

O caixa gerado nas atividades operacionais para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2015 foi de R\$ 23,8 milhões, apresentando uma redução de R\$ 66,4 milhões em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, devido principalmente, aos maiores montantes pagos de encargos de dívidas, aos pagamentos de energia elétrica comprada e encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição, aos maiores pagamentos de processos judiciais, principalmente de processos regulatórios, cíveis e trabalhistas, pelos menores pagamentos de obrigações com entidade de previdência privada, compensados pelo maior volume de arrecadação no exercício devido aos impactos da revisão tarifária extraordinária e reajuste tarifário ordinário ocorridos em 2015.

A redução de 65,4% do caixa usado nas atividades de investimento deve-se basicamente à movimentação líquida de investimentos de curto prazo que apresentou consumo de caixa devido aos maiores montantes de investimentos de curto prazo aplicados em 2015 e pelos maiores investimentos em ativos imobilizado e intangível.

A redução de R\$ 201,5 milhões do caixa gerado nas atividades de financiamento deve-se basicamente aos menores montantes captados, líquidos de pagamentos, de R\$ 203,1 milhões, parcialmente compensado pelo aumento de capital no montante de R\$ 30,0 milhões, custos de empréstimos no montante de R\$ 26,6 milhões e aos pagamentos de arrendamento financeiro no montante de R\$ 2,0 milhões.

**ANÁLISE DAS PRINCIPAIS VARIAÇÕES: 31 DE DEZEMBRO DE 2014 COMPARADO A 31 DE DEZEMBRO DE 2013**

A redução de 68,9% do caixa gerado nas atividades operacionais é ocasionada principalmente, pelo aumento nos pagamentos de energia comprada, encargos de dívidas e imposto de renda e contribuição social, parcialmente compensados pelos maiores recebimentos de energia vendida e pelos repasses da conta ACR.

O aumento de 4,6% do caixa usado nas atividades de investimento deve-se basicamente à movimentação líquida de investimentos de curto prazo que apresentou consumo de caixa devido aos maiores montantes de investimentos de curto prazo aplicados em 2014, parcialmente compensados por menores investimentos em ativos imobilizado e intangível.

O aumento de R\$ 179,6 milhões do caixa gerado nas atividades de financiamento deve-se basicamente aos maiores montantes captados com novos ingressos de novas dívidas em R\$ 133,7 milhões e redução no pagamento de dividendos no montante de R\$ 100 milhões, parcialmente compensados pelos maiores montantes pagos de principal de empréstimos e financiamentos em R\$ 52,1 milhões.

**Análise das Principais Contas Patrimoniais**

As tabelas abaixo indicam as variações nas contas patrimoniais para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013, com análise vertical e horizontal.

**10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**

BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (EM R\$ MILHÕES)	2015			2014			2013	
	R\$	AV%	AH%	R\$	AV%	AH%	R\$	AV%
<b>CIRCULANTE</b>								
Caixa e equivalentes de caixa	22,3	0,5%	-61,9%	58,6	1,6%	275,6%	15,6	0,5%
Investimentos de curto prazo	58,2	1,4%	-61,4%	150,7	4,2%	203,8%	49,6	1,6%
Consumidores, concessionárias e permissionárias	598,2	14,7%	44,3%	414,5	11,4%	47,2%	281,6	9,1%
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	5,0	0,1%	455,6%	0,9	0,0%	-10,0%	1,0	0,0%
Outros tributos compensáveis	10,3	0,3%	-24,8%	13,7	0,4%	-16,0%	16,3	0,5%
Contas a receber - Acordos	13,1	0,3%	27,2%	10,3	0,3%	30,4%	7,9	0,3%
Almoxarifado	14,3	0,4%	25,4%	11,4	0,3%	2,7%	11,1	0,4%
Despesas pagas antecipadamente	9,0	0,2%	30,4%	6,9	0,2%	25,5%	5,5	0,2%
Devedores diversos	3,2	0,1%	166,7%	1,2	0,0%	-14,3%	1,4	0,0%
Ativo financeiro setorial	260,7	6,4%	140,7%	108,3	3,0%	N/A	-	0,0%
Outros créditos	71,7	1,8%	-45,1%	130,5	3,6%	135,1%	55,5	1,8%
<b>TOTAL ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>1.066,0</b>	<b>26,2%</b>	<b>17,5%</b>	<b>907,0</b>	<b>25,0%</b>	<b>103,6%</b>	<b>445,5</b>	<b>14,4%</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>								
Consumidores, concessionárias e permissionárias	93,4	2,3%	535,4%	14,7	0,4%	488,0%	2,5	0,1%
Outros tributos compensáveis	14,9	0,4%	-11,3%	16,8	0,5%	-26,3%	22,8	0,7%
Tributos e contribuições sociais diferidos	411,0	10,1%	0,2%	410,1	11,3%	-8,5%	448,2	14,5%
Cauções e depósitos vinculados	38,1	0,9%	15,8%	32,9	0,9%	10,8%	29,7	1,0%
Contas a receber - Acordos	35,3	0,9%	-6,1%	37,6	1,0%	139,5%	15,7	0,5%
Ativo financeiro setorial	69,1	1,7%	263,7%	19,0	0,5%	N/A	-	0,0%
Ativo financeiro da concessão	824,7	20,3%	26,5%	652,1	18,0%	17,8%	553,6	17,9%
Investimentos	21,0	0,5%	75,0%	12,0	0,3%	1900%	0,6	0%
Imobilizado, líquido	16,1	0,4%	16000,0%	0,1	0,0%	-75,0%	0,4	0,0%
Intangível	1.475,8	36,3%	-3,4%	1.527,6	42,1%	-2,9%	1.572,6	50,9%
<b>TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>2.999,6</b>	<b>73,8%</b>	<b>10,2%</b>	<b>2.722,9</b>	<b>75,0%</b>	<b>2,9%</b>	<b>2.646,1</b>	<b>85,6%</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>4.065,6</b>	<b>100,0%</b>	<b>12,0%</b>	<b>3.629,9</b>	<b>100,0%</b>	<b>17,4%</b>	<b>3.091,6</b>	<b>100,0%</b>

**10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais**

BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (EM R\$ MILHÕES)	2015			2014			2013	
	R\$	AV%	AH%	R\$	AV%	AH%	R\$	AV%
<b>CIRCULANTE</b>								
Fornecedores	574,8	14,1%	16,5%	493,2	13,6%	-11,3%	555,9	18,0%
Empréstimos e financiamentos	71,3	1,8%	-88,2%	604,7	16,7%	300,2%	151,1	4,9%
Debêntures	1.277,8	31,4%	9729,2%	13,0	0,4%	19,3%	10,9	0,4%
Arrendamento financeiro	5,0	0,1%	1566,7%	0,3	0,0%	-25,0%	0,4	0,0%
Subvenções governamentais	1,9	0,0%	5,6%	1,8	0,0%	-10,0%	2,0	0,1%
Imposto de renda e contribuição social a pagar	-	0,0%	-100,0%	27,5	0,8%	2956%	0,9	0%
Outros tributos a pagar	86,1	2,1%	98,8%	43,3	1,2%	39,7%	31,0	1,0%
Dividendos a pagar	215,0	5,3%	137,6%	90,5	2,5%	124,0%	40,4	1,3%
Obrigações estimadas	27,0	0,7%	21,1%	22,3	0,6%	-4,3%	23,3	0,8%
Obrigações sociais e trabalhistas	3,5	0,1%	9,4%	3,2	0,1%	52,4%	2,1	0,1%
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	111,2	2,7%	3487,1%	3,1	0,1%	29,2%	2,4	0,1%
Provisões para processos judiciais e outros	22,9	0,6%	-28,0%	31,8	0,9%	-7,6%	34,4	1,1%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	19,0	0,5%	9,8%	17,3	0,5%	13,1%	15,3	0,5%
Outras obrigações	130,0	3,2%	69,5%	76,7	2,1%	20,0%	63,9	2,1%
<b>TOTAL PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>2.545,5</b>	<b>62,6%</b>	<b>78,2%</b>	<b>1.428,7</b>	<b>39,4%</b>	<b>53,0%</b>	<b>934,0</b>	<b>30,2%</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>								
Empréstimos e financiamentos	36,5	0,9%	-90,6%	388,5	10,7%	-24,6%	515,1	16,7%
Debêntures	-	0,0%	-100,0%	289,4	8,0%	0,1%	289,0	9,3%
Arrendamento financeiro	11,1	0,3%	3600,0%	0,3	0,0%	0,0%	0,3	0,0%
Subvenções governamentais	4,6	0,1%	-37,8%	7,4	0,2%	-22,1%	9,5	0,3%
Outros tributos a pagar	32,2	0,8%	N/A	-	0,0%	N/A	-	0,0%
Obrigações com entidade de previdência privada	29,5	0,7%	-5,1%	31,1	0,9%	39,5%	22,3	0,7%
Encargos tarifários e do consumidor a recolher	-	0,0%	N/A	-	0,0%	N/A	-	0,0%
Provisões para processos judiciais e outros	23,5	0,6%	44,2%	16,3	0,4%	17,3%	13,9	0,4%
Dividendos a pagar	412,8	10,2%	0,0%	412,8	11,4%	0,0%	412,8	13,4%
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26,6	0,7%	87,3%	14,2	0,4%	42,0%	10,0	0,3%
Obrigações estimadas	0,1	0,0%	0,0%	0,1	0,0%	0,0%	0,1	0,0%
Outras obrigações	8,4	0,2%	64,7%	5,1	0,1%	200,0%	1,7	0,1%
<b>TOTAL PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>585,3</b>	<b>14,4%</b>	<b>-49,8%</b>	<b>1.165,2</b>	<b>32,1%</b>	<b>-8,6%</b>	<b>1.274,7</b>	<b>41,2%</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>								
Capital social subscrito e integralizado	463,2	11,4%	6,9%	433,2	11,9%	0,0%	433,2	14,0%
Reserva de capital	5,8	0,1%	3,6%	5,6	0,2%	1,8%	5,5	0,2%
Reservas de lucros:								
Reserva legal	59,3	1,5%	0,0%	59,3	1,6%	21,5%	48,8	1,6%
Reserva estatutária	201,1	4,9%	0,0%	201,1	5,5%	14,6%	175,5	5,7%
Reserva de lucros a realizar	64,5	1,6%	-7,2%	69,5	1,9%	0,0%	69,5	2,2%
Obrigatória do dividendo não distribuído	172,8	4,3%	0,0%	172,8	4,8%	0,0%	172,8	5,6%
Ações em tesouraria	(8,1)	-0,2%	0,0%	(8,1)	-0,2%	0,0%	(8,1)	-0,3%
Outros resultados abrangentes/Ajustes de avaliação patrimonial	(24,0)	-0,6%	8,6%	(22,1)	-0,6%	54,5%	(14,3)	-0,5%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	0,0%	-100,0%	124,6	3,4%	N/A	-	0,0%
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>934,8</b>	<b>23,0%</b>	<b>-9,8%</b>	<b>1.035,9</b>	<b>28,5%</b>	<b>17,3%</b>	<b>882,9</b>	<b>28,6%</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>4.065,6</b>	<b>100,0%</b>	<b>12,0%</b>	<b>3.629,9</b>	<b>100,0%</b>	<b>17,4%</b>	<b>3.091,6</b>	<b>100,0%</b>

**31 de dezembro de 2015 comparado a 31 de dezembro de 2014****Ativo****Ativo circulante****Caixa e equivalentes de caixa**

Os saldos da conta de caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 22,3 milhões e R\$ 58,6 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 62,0% é explicada pelo caixa usado nas atividades operacionais no montante de 66,4 milhões e de investimento no montante de R\$ 99,6 milhões, parcialmente compensado pelas atividades de financiamento no montante de R\$ 87,1 milhões.

**Investimentos de curto prazo**

Os saldos dos investimentos de curto prazo em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 58,2 milhões e R\$ 150,7 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 61,4% é principalmente pelos resgates realizados no montante de R\$75,2 milhões.

**Consumidores, concessionárias e permissionárias**

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os saldos de consumidores, concessionárias e permissionárias em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 598,2 milhões e R\$ 414,5 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem este aumento de 44,3% é principalmente atribuído pelo reconhecimento de recebíveis de acordos com prefeituras e pelo reajuste tarifário no ano de 2015.

### Almoxarifado

Os saldos da conta almoxarifado em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 14,3 milhões e R\$ 11,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem este aumento de 25,6% principalmente ao aumento de material para manutenção do sistema de energia elétrica.

### Ativo Financeiro Setorial

Os saldos da conta de ativo financeiro setorial em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 260,7 milhões e R\$ 108,3 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que este aumento é explicado: (i) pelos novos diferimentos do exercício no montante de R\$ 254,4 milhões; (ii) pela atualização monetária registrada no montante de R\$ 28,3 milhões, compensados parcialmente, (iii) pelas transferências para o circulante no montante de R\$ 131,5 milhões e (iv) pelos valores recebidos pelo mecanismo de bandeiras tarifárias no montante de R\$ 138,3 milhões.

### Outros créditos

Os saldos da conta outros créditos em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 71,7 milhões e R\$ 130,5 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de R\$ 45,1 milhões é principalmente decorrente da redução de recebíveis nos repasses da CDE para cobertura de descontos na tarifa no montante de R\$ 69,3 milhões.

### Ativo não circulante

#### Tributos e contribuições sociais diferidos

Os saldos da conta tributos e contribuições sociais diferidos em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram R\$ 411,0 milhões e R\$ 410,1 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 0,2% é explicado principalmente: (i) pelo impacto decorrente da atualização do ativo financeiro no montante de R\$ 25,6 milhões, compensado parcialmente; (ii) pela realização de tributos diferidos ativos relacionados a prejuízo fiscal e base negativa no montante de R\$ 20,6 milhões e (iii) pela reversão de provisões com créditos de liquidação duvidosa em R\$ 4,5 milhões,

#### Cauções e depósitos vinculados

Os saldos da conta cauções e depósitos vinculados em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 38,1 milhões e R\$ 32,9 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o crescimento de 15,9% principalmente aos maiores valores depositados como garantia de processos trabalhistas.

#### Contas a receber - acordos

Os saldos de contas a receber – acordos em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 35,3 milhões e R\$ 37,6 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem a redução de 6,1% principalmente aos acordos de precatórios judiciais junto a municípios no montante de R\$ 4,0 milhões.

#### Ativo Financeiro Setorial

Os saldos da conta de ativo financeiro setorial em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 69,1 milhões e R\$ 19,0 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que este aumento é explicado: (i) pelos novos diferimentos do exercício no montante de R\$ 377,3 milhões; (ii) pela atualização monetária registrada no montante de R\$ 4,2 milhões, compensados parcialmente, (iii) pelas transferências para o circulante no montante de R\$ 131,5 milhões e (iv) pelos valores recebidos pelo mecanismo de bandeiras tarifárias no montante de R\$ 199,8 milhões.

#### Ativo financeiro da concessão

Os saldos da conta de ativo financeiro da concessão em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 824,7 milhões e R\$ 652,1 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o aumento de 26,5% à atualização monetária foi calculada até novembro de 2015 com base na variação do IGP-M e IPCA para dezembro 2015 no montante de R\$ 76,0 milhões e aos investimentos do período, líquido das baixas no montante de R\$ 96,6 milhões.

### Intangível

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os saldos da conta intangível em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 1.475,8 milhões e R\$ 1.572,6 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 3,4% é explicada pelas transferências para o ativo financeiro da concessão no montante de R\$102,9 milhões, pela amortização registrada de R\$129,5 milhões (incluindo amortização de obrigações especiais), pelas baixas no montante de R\$15,0 milhões, compensadas parcialmente pela aquisição de ativos intangíveis da concessão no montante de R\$195,6 milhões.

### Passivo

#### Passivo circulante

##### Fornecedores

Os saldos da conta fornecedores em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 574,8 milhões e R\$ 493,2 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 16,5% é decorrente, principalmente: pelo (i) aumento do saldo a pagar de energia comprada de Itaipu no valor de R\$ 72,4 milhões; (ii) aumento do saldo de encargos do serviço do sistema - ESS/EER no montante de R\$ 35,5 milhões; (iii) aumento do saldo de Risco hidrológico no montante de R\$ 38,2 milhões; compensados parcialmente, (iv) pela redução de R\$37,4 milhões de energia comprada no curto prazo e pela redução de R\$ 16,8 milhões no saldo Compra de energia no ambiente regulado – CCEAR.

##### Empréstimos e financiamentos

Os saldos da conta empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 71,3 milhões e R\$ 604,7 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 88,2% é justificada por:

- (i) pagamentos de principal, líquidos de ingressos de novos empréstimos no montante de R\$ 857,5 milhões;
- (ii) pagamentos de encargos financeiros no montante de R\$ 113,3 milhões;
- (iii) diferimento de novos custos de transação no valor de R\$ 28,6 milhão; compensados parcialmente por
- (iv) transferência de R\$ 352,0 milhões do não circulante para o circulante;
- (v) amortização dos custos de transação em R\$ 17,3 milhões;
- (vi) provisão de encargos financeiros de R\$ 74,1 milhões;
- (vii) movimentação líquida das subvenções governamentais no montante de R\$ 2,6 milhão;
- (viii) transferência dos custos de transação a amortizar de R\$ 19,9 milhões para as debêntures.

##### Debêntures

Os saldos da conta debêntures em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 1.277,8 milhões e R\$ 13,0 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o aumento de R\$ 1.264,8 milhões (i) pelos ingressos no montante de R\$ 950,0 milhões, (ii) pelo aumento nas provisões de encargos no montante de R\$ 121,0 milhões, (iii) pelas transferências provenientes do passivo não circulante no montante de R\$ 289,4 milhões; compensados parcialmente (iv) pelos pagamentos de juros no montante de R\$ 95,6 milhões.

##### Imposto de renda e contribuição social a pagar

Os saldos de imposto de renda e contribuição social a pagar em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de zero e R\$ 27,5 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que esta redução foi ocasionada em função do prejuízo apurado no exercício de 2015.

##### Outros tributos a pagar

Os saldos da conta outros tributos a pagar em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 86,1 milhões e R\$ 43,3 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem este aumento de 98,8%, ao parcelamento de ICMS no montante de R\$ 20,5 milhões e aos maiores valores a pagar de ICMS, PIS e COFINS, que são proporcionais à receita bruta auferida pela Companhia que também apresentou aumento.

##### Dividendos a pagar

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os saldos da conta dividendos a pagar em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 215,0 milhões e R\$ 90,5 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia afirmam que o aumento de 137,7% foi ocasionado pela declaração de dividendos do exercício de 2015 no montante de R\$ 124,6 milhões.

### Encargos tarifários e do consumidor a recolher

Os saldos da conta de encargos tarifários e do consumidor a recolher em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 111,2 milhões e R\$ 3,1 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 108,1 milhões é explicado principalmente pela variação na conta de desenvolvimento energético – CDE e pela conta centralizadora dos recursos de bandeira tarifária - CCRBT.

### Provisões para processos judiciais e outros

Os saldos da conta provisões para processos judiciais e outros em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 22,9 milhões e R\$ 31,8 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 27,9% é explicada (i) pelos ingressos no montante de R\$ 25,8 milhões, (ii) pela atualização monetária registrada no montante de R\$ 4,9 milhões, compensados pelos (iii) pagamentos no montante de R\$ 26,6 milhões, (iv) pelas reversões no montante de R\$ 5,8 milhões e (v) pelas transferências para o passivo não circulante no montante de R\$ 7,2 milhões.

### Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética

Os saldos da conta pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 19,0 milhões e R\$ 17,3 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 10,1% foi ocasionado pelas provisões no montante de R\$ 29,3 milhões e pela atualização monetária no montante de R\$ 4,1 milhões, compensados parcialmente, pelos pagamentos e aplicações no montante de R\$ 19,3 milhões e pelas transferências para o não circulante no montante de R\$ 12,4 milhões.

### Outras obrigações

Os saldos da conta outras obrigações em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 130,0 milhões e R\$ 76,7 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento 69,5% se deve principalmente a (i) subsídios Eletrobrás – diferença de repasse no montante de R\$ 14,3 milhões; (ii) transferências de créditos de ICMS no montante de R\$ 21,8 milhões, e (iii) prêmio de debenturistas no montante de R\$ 6,5 milhões.

### Passivo não circulante

#### Empréstimos e financiamentos

Os saldos da conta empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 36,5 milhões e R\$ 388,5 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem à redução de 90,6% principalmente pelas transferências para o passivo circulante no montante de R\$ 352,0 milhões.

#### Debêntures

Os saldos da conta debêntures em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de zero e 289,4 milhões respectivamente. Os diretores da Companhia afirmam que a redução de 100,0% é principalmente pela reclassificação do saldo do longo prazo para o curto prazo.

#### Obrigações com entidade de previdência privada

Os saldos da conta de obrigações com entidade de previdência privada em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 29,5 milhões e R\$ 31,1 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia esclarecem que a redução de 5,1% foi ocasionada: (i) pelos ajustes de avaliação atuarial montante de R\$ 2,8 milhões, devido à redução das taxas de desconto conforme laudo realizado por atuários independentes; (ii) pela despesa reconhecida no exercício no montante de R\$ 4,3 milhões; compensados parcialmente, (iii) pelos pagamentos de contribuições no montante de R\$ 8,7 milhões.

#### Provisões para processos judiciais e outros

Os saldos da conta provisões para processos judiciais e outros em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 23,5 milhões e R\$ 16,3 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 43,6% é decorrente de transferências para o passivo circulante.

#### Dividendos a pagar

Os saldos da conta dividendos a pagar em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 412,8 milhões e R\$ 412,8 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia esclarecem que esta conta não apresentou movimentação no exercício de 2015.

#### Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

O saldo da conta de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 26,6 milhões e R\$ 14,2 milhões respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o aumento de 87,2% à transferência de R\$ 12,4 milhões advinda do passivo circulante.

### Patrimônio líquido

Os saldos do patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2015 e 2014 eram de R\$ 934,8 milhões e R\$ 1.035,9 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 9,8% foi ocasionada (i) pelo aumento de capital montante de R\$ 30,0 milhões; (ii) pela remuneração com base em ações no montante de R\$ 0,2 milhão, compensados: (iii) pela absorção do prejuízo no montante de R\$ 4,9 milhões; (iv) pelos ajustes de avaliação atuarial no montante de R\$ 1,8 milhões (líquido de imposto de renda e contribuição social diferidos) e (v) pela proposta de distribuição de dividendos adicionais no montante de R\$124,6.

### 31 de dezembro de 2014 comparado a 31 de dezembro de 2013

#### Ativo

##### Ativo circulante

##### Caixa e equivalentes de caixa

Os saldos da conta de caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 58,6 milhões e R\$ 15,6 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 275,6% é em função do aumento de atividades de financiamento com ingresso de novos empréstimos.

##### Investimentos de curto prazo

Os saldos dos investimentos de curto prazo em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 150,7 milhões e R\$ 49,6 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 203,8% é explicado pelas aplicações no montante de R\$ 1.844,0 milhões, pela receita auferida nos investimentos no montante de R\$ 8,0 milhões, compensados parcialmente pelos resgates realizados durante o ano no montante de R\$ 1.751,7 milhões e por outras movimentações (caixa restrito e IRRF) no montante de R\$ 1,1 milhão.

##### Consumidores, concessionárias e permissionárias

Os saldos de consumidores, concessionárias e permissionárias em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 414,5 milhões e R\$ 281,6 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem este aumento de 47,2% principalmente aos maiores valores faturados e não faturados de consumidores em R\$ 122,8 milhões, e pela redução de R\$28,5 milhões com provisão para créditos de liquidação duvidosa, compensados parcialmente pela redução com comercialização CCEE em R\$21,2 milhões.

##### Almoxarifado

Os saldos da conta almoxarifado em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 11,4 milhões e R\$ 11,1 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem este aumento de 2,6% principalmente ao aumento de material para manutenção do sistema de energia elétrica.

##### Ativo Financeiro Setorial

Os saldos da conta de ativo financeiro setorial em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 108,3 milhões e zero, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem esta variação à aplicação do OCPC 08 – Reconhecimento de determinados ativos e/ou passivos das distribuidoras de energia elétrica – a partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2014, registrando um ativo financeiro setorial líquido em contrapartida à receita operacional líquida.

##### Outros créditos

Os saldos da conta outros créditos em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 130,5 milhões e R\$ 55,5 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de R\$ 75,0 milhões é decorrente principalmente ao aumento nos recebíveis dos repasses da CDE para cobertura de descontos na tarifa no montante de R\$ 109,1 milhões.

##### Ativo não circulante

##### Tributos e contribuições sociais diferidos

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os saldos da conta tributos e contribuições sociais diferidos em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram R\$ 410,1 milhões e R\$ 448,2 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 8,5% é decorrente principalmente (i) do reconhecimento do ativo financeiro setorial nas demonstrações societárias, com impacto de R\$ 2,9 milhões, (ii) do impacto decorrente da atualização do ativo financeiro no montante de R\$ 6,8 milhões, (iii) da realização de tributos diferidos ativos relacionados a prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social no montante de R\$ 24,7 milhões, (iv) da reversão de provisões com créditos de liquidação duvidosa em R\$ 19,8 milhões e, (v) reversão de provisões de benefícios a empregados em R\$ 3,2 milhões, compensados parcialmente (vi) pelo impacto positivo de R\$ 4,0 milhões relativo aos tributos diferidos sobre os ajustes de avaliação atuarial de 2014, e R\$ 7,9 de variação cambial.

### Cauções e depósitos vinculados

Os saldos da conta cauções e depósitos vinculados em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 32,9 milhões e R\$ 29,7 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o crescimento de 10,7% principalmente aos maiores valores depositados como garantia de processos trabalhistas.

### Contas a receber - acordos

Os saldos de contas a receber – acordos em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 37,6 milhões e R\$ 15,7 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o aumento de 139,5% principalmente pela redução no saldo de PCLD em função da baixa para perda pela dedutibilidade fiscal e pelo reconhecimento de recebíveis por acordos com prefeituras.

### Ativo Financeiro Setorial

Os saldos da conta de ativo financeiro setorial em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 19,0 milhões e zero, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem esta variação principalmente à aplicação do OCPC 08 – Reconhecimento de determinados ativos e/ou passivos das distribuidoras de energia elétrica – a partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2014, registrando um ativo financeiro setorial líquido em contrapartida à receita operacional líquida.

### Ativo financeiro da concessão

Os saldos da conta de ativo financeiro da concessão em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 652,1 milhões e R\$ 553,6 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o aumento de 17,8% à atualização monetária calculada com base na variação do IGP-M no montante de R\$ 20,1 milhões e aos investimentos do período, líquido das baixas no montante de R\$ 78,4 milhões.

### Intangível

Os saldos da conta intangível em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 1.527,6 milhões e R\$ 1.572,6 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 2,9% é explicado pela amortização do período de R\$ 127,7 milhões, parcialmente compensada pelos investimentos, líquido das baixas no montante de R\$ 82,7 milhões.

### Passivo

#### Passivo circulante

#### Fornecedores

Os saldos da conta fornecedores em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 493,2 milhões e R\$ 556,0 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 11,3% é decorrente, principalmente, da reversão dos juros e multa do processo que discute a aplicação do Despacho nº 288 no valor de R\$ 107,8 milhões, em função da mudança na probabilidade de perda, parcialmente compensada pela contratação de novos leilões de energia.

#### Empréstimos e financiamentos

Os saldos da conta empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 604,7 milhões e R\$ 151,1 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 300,2% é justificado (i) pelos ingressos de dívidas no montante de R\$ 430,0 milhões, (ii) pelo aumento nas provisões de encargos no montante de R\$ 24,4 milhões, (iii) pelas transferências provenientes do passivo não circulante no montante de R\$ 134,5 milhões; compensados parcialmente (iv) pelos pagamentos de principal no montante de R\$ 134,6 milhões..

#### Debêntures

Os saldos da conta debêntures em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 13,0 milhões e R\$ 10,9 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o aumento de 19,3 % é justificado: (i) pelo aumento na provisão de encargos no montante de R\$ 2,1 milhões.

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

### Imposto de renda e contribuição social a pagar

Os saldos de imposto de renda e contribuição social a pagar em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 27,5 milhões e R\$ 0,9 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que este aumento foi ocasionado em função do aumento do lucro tributável apurado no exercício.

### Outros tributos a pagar

Os saldos da conta outros tributos a pagar em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 43,3 milhões e R\$ 31,0 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem este aumento de 39,7%, basicamente, aos maiores valores a pagar de ICMS, PIS e COFINS, que são proporcionais à receita bruta auferida pela Companhia que também apresentou aumento.

### Dividendos a pagar

Os saldos da conta dividendos a pagar em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 90,5 milhões e R\$ 40,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia afirmam que o aumento de 124,0% foi ocasionado pelos dividendos mínimos obrigatórios relativos ao exercício de 2014 no montante de R\$ 50,1 milhões.

### Encargos tarifários e do consumidor a recolher

Os saldos da conta de encargos tarifários e do consumidor a recolher em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 3,1 milhões e R\$ 2,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 30,7% é explicado pela variação na conta de desenvolvimento energético – CDE.

### Provisões para processos judiciais e outros

Os saldos da conta provisões para processos judiciais e outros em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 31,8 milhões e R\$ 34,4 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que a redução de 7,6% é explicada (i) pelos ingressos no montante de R\$ 24,1 milhões, (ii) pela atualização monetária registrada no montante de R\$ 1,7 milhões, compensados pelos (iii) pagamentos no montante de R\$ 18,6 milhões, (iv) pelas reversões no montante de R\$ 7,4 milhões e (v) pelas transferências para o passivo não circulante no montante de R\$ 2,4 milhões.

### Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética

Os saldos da conta pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 17,3 milhões e R\$ 15,3 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 13,1% foi ocasionado pelas provisões no montante de R\$ 23,4 milhões e pela atualização monetária no montante de R\$ 2,5 milhões, compensados parcialmente, pelos pagamentos e aplicações no montante de R\$ 19,8 milhões e pelas transferências para o não circulante no montante de R\$ 4,2 milhões.

### Outras obrigações

Os saldos da conta outras obrigações em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 76,7 milhões e R\$ 63,9 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento 20,0% se deve principalmente a (i) subsídios Eletrobrás – diferença de repasse no montante de R\$ 7,2 milhões; (ii) multas compensatórias aos consumidores – DIC/FIC/DMIC no montante de R\$ 3,5 milhões, e (iii) diferença de alíquota efetiva de PIS e COFINS no montante de R\$ 1,9 milhões.

### Passivo não circulante

#### Empréstimos e financiamentos

Os saldos da conta empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 388,5 milhões e R\$ 515,1 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem à redução de 24,6% principalmente: (i) às transferências para o passivo circulante no montante de R\$ 134,5 milhões, compensados parcialmente (ii) pela redução nos custos de transação no montante de R\$ 2,8 milhões, e (iv) pelos ingressos (FINEP) no montante de R\$ 3,2 milhões.

#### Debêntures

Os saldos da conta debêntures em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 289,4 milhões e 289,0 milhões respectivamente. Os diretores da Companhia afirmam que aumento de 0,1% é principalmente: pela amortização de custos de transação no montante de R\$ 0,3 milhão.

#### Obrigações com entidade de previdência privada

## 10.1 - Condições financeiras e patrimoniais gerais

Os saldos da conta de obrigações com entidade de previdência privada em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 31,1 milhões e R\$ 22,3 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia esclarecem que o aumento de 39,5% foi ocasionado (i) pelos ajustes de avaliação atuarial montante de R\$ 11,9 milhões, devido à redução das taxas de desconto conforme laudo realizado por atuários independentes, (ii) pelos pagamentos de contribuições no montante de R\$ 6,5 milhões, compensados parcialmente (ii) pela despesa reconhecida no exercício no montante de R\$ 3,5 milhões.

### Provisões para processos judiciais e outros

Os saldos da conta provisões para processos judiciais e outros em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 16,3 milhões e R\$ 13,9 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 17,3% é decorrente de transferências para o passivo circulante.

### Dividendos a pagar

Os saldos da conta dividendos a pagar em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 412,8 milhões e R\$ 412,8 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia esclarecem que esta conta não apresentou movimentação no exercício de 2014.

### Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética

O saldo da conta de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 14,2 milhões e R\$ 10,0 milhões respectivamente. Os diretores da Companhia atribuem o aumento de 42,0% à transferência de R\$ 4,2 milhões advinda do passivo circulante.

### Patrimônio líquido

Os saldos do patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2014 e 2013 eram de R\$ 1.035,9 milhões e R\$ 882,9 milhões, respectivamente. Os diretores da Companhia entendem que o aumento de 17,3% foi ocasionado (i) pela constituição de reserva legal no montante de R\$ 10,5 milhões, (ii) pela constituição de reserva estatutária no montante de R\$ 25,7 milhões, (iii) pela aprovação dos dividendos adicionais propostos no montante de R\$ 124,6 milhões relativos ao exercício de 2014, (iv) pela remuneração com base em ações no montante de R\$ 0,1 milhão, compensados (v) pelos ajustes de avaliação atuarial no montante de R\$ 7,8 milhões (líquido de imposto de renda e contribuição social diferidos).

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

### **a. resultado das operações da Companhia, em especial: i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita; e ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais**

A receita operacional líquida da Companhia é composta essencialmente pelo faturamento do consumo de energia dos consumidores da área de concessão, somando R\$ 3.265,7 milhões em 2015, 21,9% maior que no ano anterior. Em 2014, a receita operacional líquida da Companhia acumulou R\$ 2.679,3 milhões, montante 32,4% superior à registrada em 2013 que foi de R\$ 2.022,9 milhões. A tarifa cobrada dos consumidores é definida anualmente pela ANEEL, conforme regras regulatórias vigentes e definidas pela agência reguladora. As novas tarifas da Companhia foram homologadas por meio da Resolução Homologatória 1.879, com vigência a partir de 19 de abril de 2015. O reajuste médio foi de 6,95% para os clientes atendidos em alta tensão e 4,36% para clientes atendidos em baixa tensão.

Adicionalmente, o volume de energia faturado da base de clientes da Companhia reflete o comportamento do mercado da área de concessão da Companhia, que responde por aproximadamente 1,8% do Produto Interno Bruto brasileiro, segundo os dados do IBGE mais recentes, de 2013. Os diretores acreditam que o desempenho do mercado na concessão da AES Sul está relacionado, sobretudo, à retração na economia regional, cuja estrutura é dependente da produção agropecuária do Estado. Como existem muitas culturas sazonais de significativa representatividade na economia regional (como soja, fumo e arroz irrigado), há um efeito direto nas vendas de energia para esses clientes, o que resulta numa alta sazonalidade no mercado da Companhia. Além das culturas sazonais, como o fumo, existe uma atipicidade no mercado que torna ainda maior a sazonalidade qual seja a utilização de levantes hidráulicos na região da fronteira para a cultura de arroz. De forma complementar, consumidores com grande capacidade instalada podem, mediante autorização da ANEEL, migrar, às suas expensas, sua conexão para a rede básica, afetando diretamente a rentabilidade da Companhia, pois deixariam de pagar pela tarifa de uso do sistema de distribuição. Embora os diretores da Companhia creem tratar-se de um risco, os grandes clientes da AES Sul, aptos a migrar para a rede básica já o fizeram.

Os diretores da Companhia entendem que os resultados das operações da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2015, 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013, são significativamente afetados por inúmeros fatores, inclusive:

- alteração nos custos da Companhia, incluído o preço de energia;
- alterações nas tarifas de energia que a Companhia poderá cobrar de seus clientes decorrente de revisão e reajustes tarifários homologados pela ANEEL;
- disponibilidade de energia para atendimento sem restrições ao mercado;
- condições econômicas no Brasil em geral e na área de concessão da Companhia;
- mudanças na regulação e legislação do setor elétrico;
- resultados das disputas judiciais e outros; e
- variação cambial e de taxa de juros.

### **b. variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços**

A receita operacional bruta da Companhia nos anos de 2015 e 2014 foi de R\$ 5.640,1 milhões e R\$ 3.671,7 milhões, respectivamente, com variação positiva de 53,6% entre os períodos. Os diretores da Companhia entendem que essa variação é explicada principalmente em função do reajuste tarifário de 2015 e pela atualização do ativo financeiro indenizável da concessão.

A receita operacional bruta da Companhia nos anos de 2014 e 2013 foi de R\$ 3.671,7 milhões e R\$ 2.797,4 milhões, respectivamente, com variação positiva de 31,2% entre os períodos. Essa variação é explicada principalmente pelo aumento de consumo de energia elétrica devido às altas temperaturas que influenciaram o uso de aparelhos de climatização e o acionamento intensivo das bombas para irrigação das lavouras, e pelo resultado positivo da atualização do ativo financeiro indenizável da concessão, correspondente ao reconhecimento do valor residual do laudo de avaliação do 3º. Ciclo de Revisão Tarifária Periódica em 2013.

O setor elétrico segue um modelo que define tarifas para o ciclo tarifário de um ano. No caso da AES Sul, o ano tarifário vai de 19 de abril de um ano até 18 de abril do ano seguinte. Neste modelo, são consideradas estimativas para os custos com encargos do setor, compra de energia (inclusive a energia de Itaipu, que é precificada em dólar), entre outros, que são considerados não gerenciáveis pela empresa. A Demonstração do Resultado do Exercício (DRE) da Companhia sempre refletirá na receita a tarifa homologada que incluiu a expectativa desses custos não gerenciáveis.

Desta forma, à medida que são apurados os custos reais, os resultados da Companhia serão afetados por qualquer oscilação entre o valor realizado e aquele considerado na tarifa. Porém, para fins de modicidade tarifária junto à Aneel, a Companhia constituirá nas demonstrações financeiras regulatórias uma conta de compensação dos itens da Parcela A - CVA para registrar qualquer variação entre o custo projetado e o real, especificamente dos itens não gerenciáveis, para posterior cobrança e/ou devolução de diferença para os consumidores.

## 10.2 - Resultado operacional e financeiro

Antes de 2010 e, portanto, antes da adoção do IFRS, a conta CVA fazia parte das demonstrações financeiras da Companhia com impacto na DRE e no balanço patrimonial (ativo/passivo). Para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2014, houve a mudança na prática contábil relativa ao reconhecimento de ativos e passivos financeiros setoriais. A Companhia aplicou prospectivamente a OCPC 08 – Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade a partir de 10 de dezembro de 2014.

### ***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 da Companhia, quando relevante***

Os diretores da Companhia esclarecem que a situação financeira e o resultado das operações da Companhia são afetados pela inflação, pelas tarifas praticadas nos leilões de venda de energia e pelo PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) utilizado para precificar a energia no mercado de curto-prazo, e que refletem a oferta/demanda e situação hidrológica do país. Além disso, a situação financeira e o resultado das operações também são afetados pelas características da fonte da energia comercializada, pelas oscilações nas tarifas cobradas dos consumidores e pelos encargos setoriais, os dois últimos homologados anualmente pela ANEEL, sendo que as variações são reconhecidas nas tarifas cobradas dos consumidores por meio do mecanismo de CVA, mencionado acima. Desta forma, a maioria de seus custos e despesas é denominada em Reais e está atrelada aos índices de medição da inflação, exceto pela tarifa de compra de energia das quotas de Itaipu, que é denominada em dólar, sendo que as variações da taxa de câmbio desse contrato também são reconhecidas nas tarifas de distribuição por meio do mecanismo da CVA, cujo custo adicional ou inferior ao homologado na tarifa será compensado no próximo reajuste tarifário. Além disso, a Companhia está exposta às taxas de juros cobradas nos financiamentos e não possui dívida denominada em moeda estrangeira.

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

#### **a. introdução ou alienação de segmento operacional**

Os diretores da Companhia esclarecem que a atividade de distribuição de energia da Companhia é realizada de acordo com um contrato de concessão firmado com a União por intermédio da ANEEL, com vigência até 2027, sendo que as concessões existentes poderão ser renovadas em acordo com o Poder Concedente, por igual período. De acordo, com as regras vigentes para a concessão da AES Sul, a distribuidora não pode desenvolver outras atividades operacionais e/ou deter participações em controladas e coligadas. Desta forma, os investimentos da Companhia consistem basicamente em expansão e manutenção de seus ativos para prestação do serviço de distribuição em sua área de concessão.

#### **b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária**

A Companhia não constituiu, adquiriu ou alienou participação societária com impactos nas suas demonstrações financeiras ou resultados.

#### **c. eventos ou operações não usuais**

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

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

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

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

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

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

### a. mudanças significativas nas práticas contábeis

Os diretores da Companhia esclarecem que, para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2015, houve mudança na prática contábil relativa à:

- (i) classificação dos indicadores de continuidade (DIC/FIC/DMIC/DICRI) como “Outros custos operacionais”, anteriormente apresentados como “Despesas financeiras”, e à classificação da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) como “Deduções da receita operacional bruta”, anteriormente apresentada como “Custos operacionais”. Ambas as classificações tiveram como objetivo o alinhamento ao novo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – “MCSE”, emitido pela ANEEL, com entrada em vigor a partir de 1º de janeiro de 2015;
- (ii) classificação da atualização do ativo financeiro indenizável da concessão no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas à atividade fim da Companhia, por refletir mais apropriadamente o modelo de seu negócio de distribuição de energia elétrica e propiciar a melhor apresentação quanto à sua posição patrimonial e seu desempenho. Esta receita estava anteriormente apresentada no grupo do resultado financeiro.

Adicionalmente, a Companhia reclassificou os saldos relativos a 31 de dezembro de 2014 e 2013 nas demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2015 para fins de comparabilidade.

Os diretores da Companhia esclarecem que, para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2014, houve a mudança na prática contábil relativa ao reconhecimento de ativos e passivos financeiros setoriais. A Companhia aplicou prospectivamente a OCPC 08 – Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras de Contabilidade a partir de 10 de dezembro de 2014. Os diretores esclarecem também que a Companhia aplicou a OCPC 07 – Evidenciação na Divulgação dos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral - no referido exercício, verificando a relevância das informações divulgadas em suas demonstrações contábeis. Desta forma, os diretores afirmam que a Companhia está em conformidade com os pronunciamentos contábeis emitidos pelo CPC até a data atual.

Os diretores da Companhia esclarecem que, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013, houve a mudança na prática contábil relativa aos benefícios de aposentadoria, visto que a Companhia adotou o pronunciamento técnico CPC 33 (R1) - Benefícios a empregados - a partir de 1º de janeiro de 2013. Os principais impactos decorrentes da aplicação do CPC 33 (R1) foram (i) a eliminação do critério do corredor e (ii) o cálculo da estimativa do retorno dos ativos utilizando a mesma taxa de desconto utilizada no cálculo do passivo atuarial. Para a Companhia, a aplicação desta norma requereu a descontinuação do método do corredor e o consequente registro da perda atuarial não registrada em contrapartida a outros resultados abrangentes. Como esta norma foi aplicada retrospectivamente, a Companhia reapresentou os saldos relativos 31 de dezembro de 2012 e 1º de janeiro de 2012 nas demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2013, para fins de comparabilidade.

Os pronunciamentos a seguir entrarão em vigor para períodos após a data destas demonstrações contábeis. Os possíveis impactos decorrentes dessas adoções serão avaliados quando da emissão dos pronunciamentos técnicos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis:

- IFRS 9 - Instrumentos Financeiros;
- IFRS 15 - Receita de Contratos com Clientes;
- IFRS 16 - Lease
- Modificações à IFRS 11 - Contabilização para Aquisições de Participações em Operações em Conjunto;
- Modificações à IAS 1 – Iniciativa de Divulgação;
- Modificações à IAS 16 e IAS 38 – Esclarecimentos dos métodos de depreciação e amortização aceitáveis;
- Modificações à IAS 27 – Método de equivalência patrimonial em demonstrações financeiras separadas;
- Modificações à IFRS 10 e IAS 28 – Venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua coligada ou joint venture;
- Modificações à IFRS 10, IFRS 12 e IAS 28 – Entidades de investimento: Aplicando a exceção de consolidação;
- Melhorias Anuais nas IFRSs ciclo 2012 – 2014.

### b. efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

No exercício findo em 31 de dezembro de 2015, a Administração da Companhia, após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, procedeu aos seguintes ajustes e reclassificações nas suas demonstrações do resultado e do valor adicionado de 31 de dezembro de 2014 e 2013, conforme demonstrado a seguir. As mudanças efetuadas não alteram o total dos ativos e do patrimônio líquido.

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

	2014			2013		
	Originalmente apresentado	Reclassificações	Reclassificado	Originalmente apresentado	Reclassificações	Reclassificado
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>2.661.856</b>	<b>17.416</b>	<b>2.679.272</b>	<b>2.072.919</b>	<b>(49.976)</b>	<b>2.022.943</b>
<b>CUSTOS OPERACIONAIS</b>						
<b>Custos com energia elétrica</b>						
Energia elétrica comprada para revenda	(1.561.172)	(11.154)	(1.572.326)	(1.174.188)	-	(1.174.188)
Energia elétrica comprada para revenda - Proinfa	(48.589)	-	(48.589)	(46.598)	-	(46.598)
Encargos do uso do sistema de transmissão e distribuição	(122.164)	11.154	(111.010)	(140.553)	-	(140.553)
Taxa de fiscalização	(2.696)	2.696	-	(3.819)	3.819	-
<b>Custos de operação</b>						
Pessoal e administradores	(113.742)	-	(113.742)	(105.836)	-	(105.836)
Entidade de previdência privada	(4.164)	-	(4.164)	(7.635)	-	(7.635)
Serviços de terceiros	(158.008)	-	(158.008)	(133.124)	-	(133.124)
Material	(11.013)	-	(11.013)	(10.287)	-	(10.287)
Custo de construção	(226.146)	-	(226.146)	(296.415)	-	(296.415)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa, líquida	17.591	-	17.591	(1.416)	-	(1.416)
Provisão para processos judiciais e outros, líquida	(14.178)	-	(14.178)	(12.672)	-	(12.672)
Depreciação e amortização	(128.249)	-	(128.249)	(111.487)	-	(111.487)
Outros custos	(18.381)	(18.201)	(36.582)	(16.578)	(9.853)	(26.431)
<b>TOTAL DOS CUSTOS OPERACIONAIS</b>	<b>(2.390.911)</b>	<b>(15.505)</b>	<b>(2.406.416)</b>	<b>(2.060.608)</b>	<b>(6.034)</b>	<b>(2.066.642)</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO (LUCRO BRUTO)</b>	<b>270.945</b>	<b>1.911</b>	<b>272.856</b>	<b>12.311</b>	<b>(56.010)</b>	<b>(43.699)</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas financeiras	119.705	(20.112)	99.593	19.353	-	19.353
Despesas financeiras	(73.732)	18.201	(55.531)	(141.957)	56.010	(85.947)
Variações cambiais, líquidas	(5.542)	-	(5.542)	(4.258)	-	(4.258)
<b>TOTAL DO RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>40.431</b>	<b>(1.911)</b>	<b>38.520</b>	<b>(126.862)</b>	<b>56.010</b>	<b>(70.852)</b>
<b>RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS</b>	<b>311.376</b>	<b>-</b>	<b>311.376</b>	<b>(114.551)</b>	<b>-</b>	<b>(114.551)</b>
Contribuição social	(16.031)	-	(16.031)	(3.728)	-	(3.728)
Imposto de renda	(42.407)	-	(42.407)	(9.662)	-	(9.662)
Contribuição social diferida	(11.155)	-	(11.155)	28.546	-	28.546
Imposto de renda diferido	(30.961)	-	(30.961)	79.317	-	79.317
<b>TOTAL DOS TRIBUTOS</b>	<b>(100.554)</b>	<b>-</b>	<b>(100.554)</b>	<b>94.473</b>	<b>-</b>	<b>94.473</b>
<b>(PREJUÍZO) / LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>	<b>210.822</b>	<b>-</b>	<b>210.822</b>	<b>(20.078)</b>	<b>-</b>	<b>(20.078)</b>

	2014			2013		
	Originalmente apresentado	Reclassificações	Reclassificado	Originalmente apresentado	Reclassificações	Reclassificado
<b>1. RECEITAS</b>	<b>3.669.152</b>	<b>20.112</b>	<b>3.689.264</b>	<b>2.842.175</b>	<b>(49.976)</b>	<b>2.792.199</b>
Receita bruta de venda de energia e outras receitas	3.425.415	20.112	3.445.527	2.547.176	898.351	3.445.527
Fornecimento de energia elétrica	1.673.796	-	1.673.796	1.200.416	473.380	1.673.796
<b>Outras receitas</b>	<b>1.751.619</b>	<b>20.112</b>	<b>1.771.731</b>	<b>1.216.066</b>	<b>555.665</b>	<b>1.771.731</b>
Receita relativa à construção de ativos próprios	226.146	-	226.146	296.415	-	296.415
Provisão para créditos de liquidação duvidosa, líquida	17.591	-	17.591	(1.416)	-	(1.416)
<b>2. INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS</b>	<b>(2.301.915)</b>	<b>(18.201)</b>	<b>(2.320.116)</b>	<b>(1.934.050)</b>	<b>(9.853)</b>	<b>(1.943.903)</b>
Materiais	(103.819)	-	(103.819)	(121.637)	-	(121.637)
Outros custos operacionais	(46.004)	(18.201)	(64.205)	(44.842)	(9.853)	(54.695)
Custo da energia comprada e transmissão	(1.903.102)	-	(1.903.102)	(1.494.599)	-	(1.494.599)
Serviços de terceiros	(248.990)	-	(248.990)	(272.972)	-	(272.972)
<b>3. VALOR ADICIONADO BRUTO</b>	<b>1.367.237</b>	<b>1.911</b>	<b>1.369.148</b>	<b>908.125</b>	<b>(59.829)</b>	<b>848.296</b>
<b>4. RETENÇÕES</b>	<b>(128.249)</b>	<b>-</b>	<b>(128.249)</b>	<b>(111.487)</b>	<b>-</b>	<b>(111.487)</b>
<b>5. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE</b>	<b>1.238.988</b>	<b>1.911</b>	<b>1.240.899</b>	<b>796.638</b>	<b>(59.829)</b>	<b>736.809</b>
<b>6. VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA</b>	<b>119.705</b>	<b>(20.112)</b>	<b>99.593</b>	<b>19.353</b>	<b>-</b>	<b>19.353</b>
Receitas financeiras	119.705	(20.112)	99.593	19.353	-	19.353
<b>7. VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR</b>	<b>1.358.693</b>	<b>(18.201)</b>	<b>1.340.492</b>	<b>815.991</b>	<b>(59.829)</b>	<b>756.162</b>
<b>8. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>	<b>1.358.693</b>	<b>(18.201)</b>	<b>1.340.492</b>	<b>815.991</b>	<b>(59.829)</b>	<b>756.162</b>
<b>Empregados (Colaboradores)</b>	<b>126.995</b>	<b>-</b>	<b>126.995</b>	<b>126.899</b>	<b>-</b>	<b>126.899</b>
<b>Tributos (Governo)</b>	<b>937.269</b>	<b>-</b>	<b>937.269</b>	<b>560.864</b>	<b>(3.819)</b>	<b>557.045</b>
<b>Federais</b>	<b>250.939</b>	<b>-</b>	<b>250.939</b>	<b>21.131</b>	<b>-</b>	<b>21.131</b>
<b>Estaduais</b>	<b>612.827</b>	<b>-</b>	<b>612.827</b>	<b>486.450</b>	<b>-</b>	<b>486.450</b>
<b>Municipais</b>	<b>423</b>	<b>-</b>	<b>423</b>	<b>287</b>	<b>-</b>	<b>287</b>
<b>Encargos regulamentares da concessão</b>	<b>73.080</b>	<b>-</b>	<b>73.080</b>	<b>52.996</b>	<b>(3.819)</b>	<b>49.177</b>
<b>Remuneração de capital de terceiros</b>	<b>83.607</b>	<b>(18.201)</b>	<b>65.406</b>	<b>148.306</b>	<b>(56.010)</b>	<b>92.296</b>
Juros	81.513	(18.201)	63.312	146.215	(56.010)	90.205
<b>Remuneração de capital próprio</b>	<b>210.822</b>	<b>-</b>	<b>210.822</b>	<b>(20.078)</b>	<b>-</b>	<b>(20.078)</b>

Em dezembro de 2014, a Companhia aplicou prospectivamente o OCPC 08 – Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade. O impacto da adoção desta norma é o registro dos ativos e passivos financeiros setoriais como valores efetivamente a receber ou a pagar, já que o CPC entende não mais haver incerteza significativa que seja impeditiva para tal reconhecimento após o advento do aditivo dos contratos de concessão. No caso da Companhia, o registro nas demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2014 foi o seguinte:

Rubrica	R\$ milhões
Ativo financeiro setorial, líquido - Circulante	108,3
Ativo financeiro setorial, líquido - Não Circulante	19,0
Receita operacional líquida	127,3

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

**auditor** Quando a aplicação da OCPC 07 – Evidenciação na Divulgação dos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral – a Companhia analisou as informações quantitativas e qualitativas das notas explicativas, removendo informações que não fossem relevantes aos usuários das demonstrações contábeis.

Em 1º de janeiro de 2013, a Companhia aplicou o CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados. Os principais impactos decorrentes da aplicação dessa norma foram (i) a eliminação do critério do corredor e (ii) o cálculo da estimativa do retorno dos ativos utilizando a mesma taxa de desconto utilizada no cálculo do passivo atuarial. Para a Companhia, a aplicação desta norma requereu a descontinuação do método do corredor e o consequente registro da perda atuarial não registrada em contrapartida a outros resultados abrangentes. Como esta norma foi aplicada retrospectivamente, a Companhia reapresentou os saldos relativos 31 de dezembro de 2012 e 1º de janeiro de 2012 nas demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2013. Os efeitos da mudança desta prática contábil sobre os referidos saldos estão apresentados abaixo. Vale ressaltar que os ajustes são meramente para fins de comparabilidade, não havendo efeitos nos atos societários já aprovados referentes a estes exercícios.

### c. ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Os diretores da Companhia afirmam que não há ressalvas presentes nos relatórios dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013.

Os diretores esclarecem que há ênfase nos relatórios dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015 indicando que o passivo circulante excede ao valor do ativo circulante em R\$ 1.479.479 milhões. Essa condição, juntamente com outros assuntos, conforme descrito na Nota Explicativa nº 1 da DFP, indicam a existência de incerteza que pode levantar dúvida quanto à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Ainda, conforme mencionado na Nota Explicativa nº 1 da DFP, a Administração vem adotando diversas medidas para o restabelecimento de seu equilíbrio financeiro, econômico e patrimonial e para a recuperação da sua lucratividade. Essas demonstrações contábeis foram elaboradas no pressuposto do sucesso dessas medidas e não incluem quaisquer ajustes e reclassificações de ativos e passivos, que seriam requeridos no caso de insucesso das medidas mencionadas na Nota Explicativa nº 1 da DFP.

Os diretores da Companhia esclarecem que a apresentação das demonstrações do valor adicionado (DVA), para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013, foi realizada em atendimento à legislação societária brasileira. Estas demonstrações foram também examinadas pelos auditores independentes e estão adequadamente representadas em todos seus aspectos relevantes.

## 10.5 - Políticas contábeis críticas

Os diretores da Companhia afirmam que a Companhia divulga suas principais políticas e estimativas contábeis na nota explicativa nº 3 às suas demonstrações contábeis para o exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

O uso de julgamentos e estimativas é baseado em informações disponíveis quando da preparação das demonstrações contábeis. Quando necessários, os julgamentos e as estimativas estão suportados por pareceres elaborados por especialistas. A Companhia adota premissas derivadas de sua experiência e outros fatores que entende como razoáveis e relevantes nas circunstâncias. As premissas adotadas pela Companhia são revisadas periodicamente no curso ordinário dos negócios. Contudo, os Diretores da Companhia entendem que deve ser considerado que há uma incerteza inerente relativa à determinação dessas premissas e estimativas, o que pode levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do referido ativo ou passivo em períodos futuros à medida que novas informações estejam disponíveis.

A seguir os diretores da Companhia elencam as principais políticas e estimativas contábeis consideradas críticas:

### ***Ativo e passivo financeiro setorial***

A partir da adoção do IFRS, as variações entre os valores recebidos nas tarifas e os valores efetivamente desembolsados pela Companhia (anteriormente denominados ativos e passivos regulatórios) deixaram de ser diferidos e passaram a ser contabilizados no resultado, o que, na opinião dos Diretores, gera volatilidade nos resultados da Companhia. A partir de 31 de dezembro de 2014 a Companhia passou a registrar os ativos e passivos financeiros setoriais em suas demonstrações contábeis societárias com base na OCPC 08, que tornou obrigatório o reconhecimento prospectivo de determinados ativos ou passivos financeiros setoriais pelas distribuidoras de energia elétrica. Com o advento do aditivo dos contratos de concessão (no caso da Companhia, foi assinado o Terceiro Aditivo ao Contrato de Concessão em 10 de dezembro de 2014) o CPC entende não mais haver incerteza significativa que seja impeditiva para o reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais como valores efetivamente a receber ou a pagar.

O reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais tem a finalidade de neutralizar os impactos econômicos no resultado em função da diferença entre os itens não gerenciáveis, denominados de "Parcela A" ou outros componentes financeiros, e os efetivamente contemplados na tarifa, a cada reajuste/revisão tarifária. Os diretores da Companhia entendem que o reconhecimento destes ativos e passivos financeiros setoriais está adequado aos negócios da Companhia.

### ***Benefícios de aposentadoria e outros benefícios pós-emprego***

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objeto de suplementar os benefícios garantidos pelo sistema oficial da previdência social.

O plano de aposentadoria na modalidade benefício definido tem o custo da concessão dos benefícios determinados pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, líquido dos ativos garantidores do plano. A avaliação atuarial e suas premissas e projeções são revisadas e atualizadas em bases anuais, ao final de cada exercício, ou em período inferior, quando ocorrer eventos relevantes que requeiram uma nova avaliação atuarial.

A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Todas as premissas são revisadas e atualizadas em bases anuais, ao final de cada exercício, ou em período inferior, quando ocorrer eventos relevantes que requeiram uma nova avaliação atuarial. Ao determinar a taxa de desconto adequada, a administração considera as taxas de debêntures não conversíveis emitidas por corporações de elevada solvência e títulos do Tesouro Nacional com vencimento correspondente a duração da obrigação do benefício definido. A qualidade dos títulos é revisada, e aqueles com um spread de crédito excessivo são excluídos da população de títulos os quais são utilizados para identificar a taxa de juros. A taxa de mortalidade se baseia em tábuas de mortalidade disponíveis no país as quais são testadas anualmente a fim de verificar sua aderência à experiência recente da população do plano. Aumentos futuros de salários e de benefícios de aposentadoria e de pensão se baseiam nas taxas de inflação futuras esperadas para o país. A Companhia faz levantamento junto a departamentos de economia de diversas instituições financeiras, sobre projeções de inflação para o longo prazo.

A partir do 1º trimestre de 2013, a Companhia aplicou o CPC 33 (R1) – Benefícios a empregados. Os principais impactos decorrentes da aplicação dessa norma são (i) a eliminação do critério do corredor e (ii) o cálculo da estimativa do retorno dos ativos utilizando a mesma taxa de desconto utilizada no cálculo do passivo atuarial. Para a Companhia, a aplicação desta norma requereu a descontinuação do método do corredor e o conseqüente registro da perda atuarial não registrada em contrapartida a outros resultados abrangentes.

### ***Amortização de ativo intangível da concessão***

## 10.5 - Políticas contábeis críticas

Os ativos intangíveis são amortizados de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (vida útil regulatória dos ativos) ou pelo prazo do contrato de concessão, dos dois, o menor.

Os diretores afirmam que, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013, a Companhia utilizou as vidas úteis regulatórias definidas na Resolução ANEEL nº 474, de 7 de fevereiro de 2012.

### ***Ativo financeiro da concessão***

O ativo financeiro representa a parcela estimada dos investimentos realizados que não serão amortizados até o final da concessão, ou seja, não serão recuperados via tarifa durante o período da concessão. Sobre esse ativo a Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. É importante ressaltar que este não é um ativo financeiro como os demais ativos comparáveis e disponíveis no mercado, mas um ativo que é derivado e intrinsecamente vinculado à infraestrutura existente da Companhia, cujo fluxo de caixa é suscetível a variações decorrentes de mudanças no ambiente regulatório e no preço das commodities relacionadas à infraestrutura.

A Revisão Tarifária da Companhia ocorre a cada 5 anos, e somente nessa data a Base de Remuneração é homologada pela ANEEL através do VNR depreciado. Nos períodos entre as datas de Revisão Tarifária, a Administração atualiza o ativo financeiro mantendo-o a valor justo, utilizando o critério determinado pela ANEEL para atualização da Base de Remuneração entre os períodos de revisão. A Companhia aplicou o IGP-M até o mês de novembro de 2015 como fator de atualização do valor justo da Base de Remuneração. No mês de dezembro de 2015, com base no item 8 e no Submódulo 2.3 do PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária, vigente a partir de 23 de novembro de 2015, a Companhia passou a aplicar o IPCA como fator de atualização. Cabe lembrar que o critério definido pela ANEEL atribui valor à infraestrutura do concessionário, ou seja, atribui valor ao ativo imobilizado, sendo o valor do ativo financeiro uma representação da parcela desse ativo imobilizado que não deve estar amortizado ao final do prazo da concessão. Portanto, esse ativo financeiro é intrinsecamente vinculado à infraestrutura, a qual por sua vez tem seus critérios de avaliação definidos pela ANEEL. Esses critérios podem ser modificados pela ANEEL tempestivamente.

### ***Perda por redução ao valor recuperável de ativos não circulantes ou de longa duração***

A Administração revisa, no mínimo, anualmente o valor contábil líquido dos ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. A Companhia não possuía ativos intangíveis com vidas úteis indefinidas para os quais seriam requeridos testes de recuperação dos valores registrados.

O valor recuperável do ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor de uso e o valor líquido de venda. O gerenciamento dos negócios da Companhia considera uma rede integrada de distribuição, compondo uma única unidade geradora de caixa.

O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo.

O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do orçamento de curto prazo e das projeções de longo prazo, correspondentes ao período de concessão e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como os recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.

Os diretores da Companhia entendem que a periodicidade e as premissas utilizadas para a redução do valor recuperável de um ativo estão adequadas aos negócios da Companhia.

### ***Impostos correntes e diferidos***

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social. As despesas de imposto de renda e contribuição social correntes são calculadas de acordo com a legislação tributária vigente. O imposto de renda é computado sobre o lucro tributável pela alíquota de 15%, acrescido do adicional de 10% para a parcela do lucro que exceder R\$ 240 mil no período base para apuração do imposto, enquanto que a contribuição social é computada pela alíquota de 9% sobre o lucro tributável. O imposto de renda e a contribuição social correntes são reconhecidos pelo regime de competência.

As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização até o encerramento do exercício, quando então o imposto devido é devidamente apurado e compensado com as antecipações realizadas.

## 10.5 - Políticas contábeis críticas

A Administração avalia, periodicamente, a posição fiscal de situações que requerem interpretações da regulamentação fiscal e estabelece provisões quando apropriado.

Imposto diferido é gerado por diferenças temporárias existentes na data do balanço entre os valores contábeis e bases fiscais de ativos e passivos.

Impostos diferidos passivos são reconhecidos para todas as diferenças tributárias temporárias. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias dedutíveis, créditos e prejuízos tributários não utilizados, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estejam disponíveis para que as diferenças temporárias possam ser realizadas e os créditos e prejuízos tributários possam ser utilizados.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada a cada encerramento de balanço ou em período inferior, quando ocorrer eventos relevantes que requerem uma revisão. Quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado, de acordo com o prazo máximo da concessão. A expectativa de geração de lucros tributáveis futuros é determinada por estudo técnico aprovado pelos órgãos de Administração da Companhia.

Na medida em que se torne provável haver lucros tributáveis futuros suficientes, a Companhia reconhece um acréscimo no imposto diferido ativo proporcionalmente a esses lucros.

Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados à alíquota do imposto determinada pela legislação tributária vigente na data do balanço e que se espera ser aplicável na data de realização dos ativos ou liquidação dos passivos que geraram os tributos diferidos.

Imposto diferido relacionado a itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido também é reconhecido no patrimônio líquido. O imposto diferido é reconhecido de acordo com a transação que o originou, seja no resultado ou no patrimônio líquido.

Impostos diferidos ativos e passivos estão apresentados líquidos em razão dos impostos diferidos serem relacionados somente à Companhia e sujeitos à mesma autoridade tributária, além de haver um direito legal assegurando a compensação do ativo fiscal corrente contra o passivo fiscal corrente.

### Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa está constituída com base na estimativa das prováveis perdas que possam ocorrer na cobrança dos créditos e os saldos estão demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a classificação do título que as originaram. Os diretores da Companhia entendem que a provisão para créditos de liquidação duvidosa é adequada aos seus negócios sociais e está consistente com o Manual de Contabilidade do Serviço Elétrico (MCSE).

### Reconhecimento de receita

A receita de venda inclui somente os ingressos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela entidade. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização.

A estimativa da receita não faturada (os serviços prestados entre a data da leitura e o encerramento de cada mês) é efetuada mensalmente com a finalidade de adequar o faturamento ao período de competência. Os diretores entendem que a forma como a Companhia reconhece sua receita está de acordo com as práticas contábeis e é adequada aos seus negócios.

### Provisão para processos judiciais e outros

A Companhia, no curso normal de suas operações, está envolvida em processos legais, de natureza cível, tributária, trabalhista e ambiental. A Companhia constituiu provisões para processos legais de acordo com orientações de seus consultores legais e sua Administração, suficientes para cobrir perdas prováveis.

As estimativas e premissas utilizadas no registro de provisões para processos judiciais e outros da Companhia são revisadas, no mínimo, trimestralmente.

Os diretores entendem que as estimativas e premissas utilizadas no registro de provisões para processos judiciais e outros da Companhia, bem como a periodicidade em que são revisadas estão adequadas às práticas contábeis e aos negócios da Companhia.

### Valor justo de instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados é determinado com base nos preços de compra cotados no mercado no fechamento dos negócios na data do balanço, sem dedução dos custos de transação.

### **10.5 - Políticas contábeis críticas**

O valor justo de instrumentos financeiros para os quais não haja mercado ativo é determinado utilizando técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação podem incluir o uso de transações recentes de mercado (com isenção de interesses); referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar; análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

Os diretores da Companhia entendem que os critérios utilizados para mensurar o valor justo dos instrumentos financeiros são adequados aos negócios da Companhia.

#### **Transações com pagamentos baseados em ações**

A Companhia mensura o custo de transações liquidadas com ações com funcionários baseado no valor justo dos instrumentos patrimoniais na data da sua outorga. A estimativa do valor justo dos pagamentos com base em ações requer a determinação do modelo de avaliação mais adequado para a concessão de instrumentos patrimoniais, o que depende dos termos e condições da concessão. Isso requer também a determinação dos dados mais adequados para o modelo de avaliação, incluindo a vida esperada da opção, volatilidade e rendimento de dividendos e correspondentes premissas.

Os diretores da Companhia entendem que os critérios utilizados para mensurar as transações com pagamentos baseados em ações estão adequados aos negócios da Companhia.

## 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras

- a. os ativos e passivos detidos pela Companhia, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off- balance sheet items), tais como: i) arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos; ii) carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos; iii) contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços; iv) contratos de construção não terminada; e v) contratos de recebimentos futuros de financiamentos**

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e em conformidade às normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), todos os ativos e passivos detidos pela Companhia estão registrados no balanço patrimonial. A Companhia possui contratos de compra e venda de produtos e serviços firmados que são registrados à medida que os produtos são recebidos ou os serviços são realizados.

A Companhia está inserida em ambiente regulado pela ANEEL e reconhecia, para fins regulatórios, ativos e passivos no montante de R\$ 8,5 milhões para o exercício findo em 31 de dezembro de 2013. Estes valores não eram contabilizados pela Companhia, sendo somente apresentados para fins informativos na respectiva nota explicativa das demonstrações contábeis desta data. A partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2014, o montante destes ativos e passivos financeiros setoriais foram registrados integralmente em suas demonstrações contábeis societárias, após adoção prospectiva da OCPC 08 – Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras de Contabilidade, conforme mencionado no item 10.4.a.

Desta forma, não há itens relevantes não evidenciados nas demonstrações contábeis dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014.

**b. outros itens não evidenciados nas demonstrações contábeis**

Não há outros itens relevantes não evidenciados nas demonstrações contábeis da Companhia nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013.

## **10.7 - Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras**

Os diretores da Companhia esclarecem que não há ativos e passivos relevantes que não estejam refletidos nas demonstrações contábeis da Companhia nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013.

## 10.8 - Plano de Negócios

**a. investimentos, incluindo: i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos; ii) fontes de financiamento dos investimentos; iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos**

Os principais investimentos da Companhia nos últimos anos foram destinados a serviços de atendimento aos consumidores, a expansão da sua rede, à melhoria da qualidade dos serviços prestados, recuperação de perdas, manutenção, programas de segurança e em tecnologia da informação, visando ganho de eficiência e o melhor atendimento a todas as classes de consumo. O quadro a seguir mostra seus investimentos realizados nos três exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2015, 2014 e 2013:

<b>Investimentos - R\$ milhões</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Serviço ao Cliente e Expansão do Sistema	144,9	89,7	99,8
Confiabilidade operacional	109,0	97,1	89,7
Recuperação de Perdas	0,1	1,1	0,3
Tecnologia da Informação	4,7	3,1	6,9
Outros	6,7	6,9	9,1
<b>Total (c/ recursos próprios)</b>	<b>265,4</b>	<b>197,9</b>	<b>205,8</b>
Financiado pelo cliente	11,9	8,6	8,4
<b>Total</b>	<b>277,3</b>	<b>206,5</b>	<b>214,2</b>

Em 2015, 2014 e 2013, a Companhia investiu, respectivamente, R\$ 99,8 milhões, R\$ 89,7 milhões e R\$ 144,9 milhões em melhorias no serviço ao cliente e expansão do sistema, R\$ 89,7 milhões, R\$ 97,1 milhões e R\$ 109,0 milhões em confiabilidade operacional, R\$ 6,9 milhões, R\$ 3,1 milhões e R\$ 4,7 milhões em tecnologia da informação, e R\$ 9,1 milhões, R\$ 6,9 milhões e R\$ 6,7 milhões em outros investimentos.

Em 2015, o volume de investimentos da Companhia atingiu R\$ 214,2 milhões, um aumento de 3,7% quando comparado ao investido em 2014. Os investimentos com recursos próprios totalizaram R\$ 205,8 milhões, enquanto os projetos financiados pelo cliente neste período somaram R\$ 8,4 milhões.

Para o período 2015-2019 serão destinados aproximadamente R\$ 1,234 bilhão em investimentos.

**b. aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia**

Não aplicável.

**c. novos produtos e serviços, indicando: i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas; ii) montantes totais gastos pela Companhia em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços; iii) projetos em desenvolvimento já divulgados; iv) montantes totais gastos pela Companhia no desenvolvimento de novos produtos ou serviço**

Em 2015, a AES Sul investiu R\$ 3,0 milhões em inovação, pesquisa e desenvolvimento. Os principais projetos de 2015 estão relacionados a novas tecnologias de rede, análise de distúrbios elétricos, falhas de isoladores, melhorias nos indicadores de qualidade de fornecimento de energia elétrica, novos equipamentos e materiais para manutenção na rede, estrutura tarifária, regulação de tensão, segurança, redes inteligentes entre outros.

A AES Sul investiu R\$ 3,2 milhões e R\$ 6,0 milhões em pesquisa e desenvolvimento em 2014 e 2013, respectivamente.

## **10.9 - Outros fatores com influência relevante**

Não existem outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional da Companhia e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens da seção 10.

## 11.1 - Projeções divulgadas e premissas

### 11 Projeções

#### 11.1 As projeções devem identificar:

**a. objeto da projeção;**

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

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

Compreende os anos de 2017 a 2021. Não existe prazo de validade definido, porém a Companhia atualiza anualmente suas projeções de investimento.

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

Os valores projetados estão em moeda constante.

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

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

**d. Valores dos indicadores que são objeto de previsão (em milhões de reais)**

	2017e	2018e	2019e	2020e	2021e
<b>Capex divulgado em maio de 2017</b>					
Ativos elétricos	317	340	358	384	392
Ativos não elétricos	41	18	19	20	21
<b>Total</b>	<b>358</b>	<b>358</b>	<b>377</b>	<b>404</b>	<b>412</b>

## 11.2 - Acompanhamento e alterações das projeções divulgadas

### 11.2 Na hipótese de o emissor ter divulgado, durante os 3 últimos exercícios sociais, projeções sobre a evolução de seus indicadores:

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

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

**b. quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções;**

Total (R\$ milhões)	2016	2015	2014
Realizado	277	214	206
Previsto	248	202	203
Desvio % (realizado/previsto)	11,5%	6,0%	1,5%
Desvio em R\$ (realizado/previsto)	29	12	3

Para o ano de 2016, a projeção disponibilizada pela Companhia em maio de 2016 totalizava R\$ 248 milhões e o valor realizado pela Companhia no período foi de R\$ 277 milhões. A variação entre a projeção de investimentos para o ano de 2016, de R\$ 203,4 milhões, e o realizado de R\$ 206,5 milhões está principalmente relacionada à intensificação em manutenção e melhoramento do sistema elétrico.

Para o ano de 2015, a última projeção disponibilizada pela Companhia totalizava R\$ 201,9 milhões e o valor realizado pela Companhia no período foi de R\$ 214,1 milhões. A variação entre a projeção de investimentos para o ano de 2015 está principalmente relacionada ao aumento dos projetos financiados pelos clientes e ao incremento nos investimentos com recursos próprios, relacionados a melhorias na confiabilidade do sistema frente aos eventos climáticos adversos durante o ano de 2015, que afetaram as redes de distribuição na área de concessão da empresa. Tais melhorias, relacionadas às fortes chuvas nos últimos meses do ano, concentraram-se na substituição de postes, modernização das linhas de distribuição e subestações e aquisição e substituição de equipamentos de campo.

Para o ano de 2014, a última projeção disponibilizada pela Companhia totalizava R\$ 203,4 milhões e o valor realizado pela Companhia no período foi de R\$ 206,5 milhões. A variação entre a projeção de investimentos para o ano de 2014, de R\$ 203,4 milhões, e o realizado de R\$ 206,5 milhões está principalmente relacionada ao aumento dos projetos financiados pelos clientes.

**c. quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas.**

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

## 12.1 - Descrição da estrutura administrativa

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

A administração da Companhia é exercida por seu conselho de administração, composto de no mínimo 5 e no máximo 11 membros titulares, podendo ser eleito para cada um dos titulares, 1 suplente específico, e por sua diretoria, que é composta por, no mínimo 2 e, no máximo 9 membros, sendo um deles denominado Diretor Presidente e os demais de Diretores, cabendo ao conselho de administração designar o Diretor que exercerá as funções de Diretor de Relações com Investidores, o qual poderá fazer uso de idêntico título.

#### Conselho de Administração

Além daqueles previstos em lei como de competência exclusiva do conselho de administração, a prática dos seguintes atos e a concretização das seguintes operações pela Companhia estão condicionadas à prévia aprovação pelo conselho de administração: (a) eleição e destituição de Diretores, fixando-lhes as atribuições; (b) fiscalização da gestão da Companhia, inclusive mediante requisição de informações ou exame de livros e documentos; (c) o relatório da administração e as contas da diretoria; (d) emissão de notas promissórias com valor mobiliário, fixando as condições pertinentes a cada operação; (e) outorga, mediante autorização da assembleia geral, de opção de compra de ações a seus administradores e empregados, ou a pessoas naturais que prestem serviços à Companhia, sem direito de preferência para os acionistas; (f) a escolha e destituição de Auditores Independentes; (g) a celebração de quaisquer acordos, contratos, documentos, títulos, instrumentos ou investimentos de capital, financiamentos, empréstimos, mútuos, outorga de garantias de qualquer natureza e a assunção de obrigações em nome de terceiros em um valor total anual superior, conjunta ou separadamente, a R\$ 30.000.000,00 (trinta milhões de reais), exceto nos casos dos contratos de compra e venda de energia; (h) observadas as disposições legais e ouvido o conselho fiscal, se em funcionamento, declarar: (I) no curso do exercício social até a assembleia geral ordinária, dividendos intercalares e/ou intermediários, inclusive a título de antecipação parcial ou total do dividendo mínimo obrigatório, à conta: (a) de lucros apurados em balanços semestrais, trimestrais ou em períodos menores de tempo, ou (b) de lucros acumulados ou reserva de lucros existentes no último balanço anual, semestral ou trimestral; (II) determinar o pagamento de juros sobre o capital próprio; (h) a celebração de quaisquer contratos, acordos, transações ou associações comerciais ou arranjos de qualquer natureza, bem como suas alterações, com as sociedades controladoras diretas ou indiretas, controladas ou coligadas dessas;

(i) a venda de ações em tesouraria; (j) a constituição de hipoteca, oneração ou qualquer gravame sobre bens integrantes do ativo permanente da Companhia de valor total anual superior a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais); (k) a alienação ou aquisição de qualquer ativo, cujo valor exceda a 5% do patrimônio líquido (PL) total da Companhia, determinado com base nas demonstrações financeiras auditadas mais recentes da Companhia; (l) emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações e sem garantia real;

(a) os casos omissos no estatuto da Companhia que lhe forem submetidos pela diretoria ou determinados pela assembleia geral;

#### Diretoria

Os Diretores desempenharão suas funções de acordo com o objeto social da Companhia e de modo

## 12.1 - Descrição da estrutura administrativa

a assegurar a condução normal de seus negócios e operações com estrita observância das disposições do estatuto social e das resoluções das assembleias gerais de acionistas e do conselho de administração. Compete à diretoria administrar e representar a sociedade, com poderes para contrair obrigações, transigir, ceder e renunciar direitos, doar, onerar e alienar bens sociais, inclusive os integrantes do ativo permanente, sempre observadas as disposições e os limites aplicáveis e os atos de competência exclusiva do conselho de administração e da assembleia geral previstos em lei e no estatuto social da Companhia.

### **Conselho Fiscal**

O conselho fiscal exercerá as atribuições impostas por lei e somente será instalado mediante solicitação de acionistas, nos termos da lei aplicável e das Instruções da Comissão de Valores Mobiliários – CVM (“CVM”). Na hipótese de ser instalado o conselho fiscal mediante solicitação em assembleia geral, será composto por, no mínimo, 3 (três) e, no máximo, 5 (cinco) membros efetivos e seus respectivos suplentes, acionistas ou não, residentes no país, sendo admitida a reeleição. A Companhia não possui conselho fiscal instalado desde 2003.

### **Comitê de Sustentabilidade**

O Comitê de Sustentabilidade tem como missão incentivar e gerir a integração da sustentabilidade no processo de gestão da Companhia. As atividades do Comitê de Sustentabilidade, que se reporta ao Conselho de Administração da Companhia, tiveram início em 2011, quando validaram os compromissos da Companhia com a sustentabilidade. O Conselho de Administração da Companhia é responsável por acompanhar, orientar e validar a estratégia de longo prazo da Companhia no que tange à integração da sustentabilidade no seu processo de gestão. A Vice-Presidência de Relações Institucionais, Comunicação e Sustentabilidade, que responde ao Diretor Presidente, é a facilitadora do processo de integração da sustentabilidade na cultura e na gestão de negócios, garantindo o bom funcionamento do modelo de governança e o ritmo e a efetividade na implementação dos planos de ação.

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

Não aplicável

#### ***c. mecanismos de avaliação de desempenho de cada órgão ou comitê e de seus membros, identificando o método utilizado***

Não existe processo formal de avaliação dos órgãos ou comitês especificamente. O que existe é um mecanismo de avaliação de desempenho individual dos membros da diretoria Estatutária e não Estatutária.

O processo de avaliação de desempenho dos diretores estatutários e não estatutários da Companhia está alinhado com suas estratégias, definição de objetivos e indicadores estratégicos (mapa estratégico) e metas de performance. Essas metas são desdobradas para cada diretor (estatutário e não estatutários) e são elaborados contratos de gestão individuais que são validados e acompanhados mensalmente. No final do ano, é feita uma avaliação completa do atendimento dos objetivos (da Companhia e individuais).

## 12.1 - Descrição da estrutura administrativa

As avaliações dos diretores estatutários e não estatutários, são revisadas e validadas pela controladora, The AES Corporation em dois fóruns distintos: no Comitê da América Latina e, posteriormente, no Comitê Global. Não existe processo formal de avaliação de desempenho para os membros da administração, tampouco para os membros dos conselhos de administração e fiscal e comitês ligados aos órgãos da administração.

Atrelado a esse processo de avaliação de desempenho dos diretores estatutários e não estatutários, temos uma política de remuneração variável baseada em metas empresariais qualitativas e quantitativas. Dessa forma, a Companhia busca atribuir aos seus executivos incentivos de médio e longo prazo, que objetivam alinhar os interesses de todas as partes relacionadas. Entre as metas, a Companhia destaca o acompanhamento do seu resultado mensurado pelo fluxo de caixa, EBITDA, lucro líquido, dentre outros, além de resultados operacionais como DEC, FEC, Perdas Totais, Satisfação dos Clientes, etc. Outra meta que é mensurada é a performance em segurança, considerando o número de acidentes com pessoal próprio, terceiros, com o público e afastamentos.

Como há um vínculo forte com resultados de curto e longo prazo, a Companhia assegura uma prática de remuneração sustentável, sem comprometimento de quaisquer outros investimentos.

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

Compete à diretoria executiva administrar e representar a sociedade, com poderes para contrair obrigações, transigir, ceder e renunciar direitos, doar, onerar e alienar bens sociais, inclusive os integrantes do ativo permanente. Tais funções devem ser desempenhadas em acordo com o objeto social da Companhia e de modo a assegurar a condução normal de seus negócios e em operações com estrita observância das disposições do estatuto social e das resoluções das assembleias gerais de acionistas e do conselho de administração.

Não há definição ou individualização das responsabilidades dos diretores estatutários no estatuto social da Companhia, entretanto, informamos abaixo as atribuições dos membros da diretoria:

#### *Charles Lenzi - Diretor Presidente*

Responsável por: (i) presidir todos os negócios realizados em seu âmbito de decisão; (ii) superintender a política geral da Companhia fixada pelo Conselho de Administração; (iii) convocar e presidir os trabalhos das reuniões de Diretoria; (iv) coordenar as atividades da Diretoria; (v) Definir as estratégias para a manutenção e ampliação dos serviços de distribuição de energia; (vi) Garantir o pleno funcionamento da rede, assegurando serviços de qualidade aos usuários e resultados operacionais; (vii) orientar a elaboração dos orçamentos da Companhia quanto a seus limites e condicionantes internos e externos; (viii) orientar os planos de atuação setoriais da Diretoria; (ix) coordenar o atendimento e as relações com os órgãos governamentais, o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal, quando instalado; e (x) coordenar o desenvolvimento, implementação e gestão das ações, políticas e programas de recursos humanos

#### *Francisco Jose Morandi Lopez– Diretor Financeiro e de Relações com Investidores*

## 12.1 - Descrição da estrutura administrativa

Ao Diretor de Relações com os Investidores compete: representar a Companhia nas relações com os mercados de capitais e financeiro, interno e externo, responsabilizando-se pela prestação de informações à Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) e às Bolsas de Valores. O Diretor Financeiro e de Relações com Investidores é responsável: i) pela política e estratégia de captação de recursos financeiros necessários à operação da Companhia, gerenciando o fluxo de caixa; e, ii) pelo relacionamento com os investidores e com os agentes financeiros do mercado em geral.

### *Antonio Carlos de Oliveira - Diretor Geral*

Definir estratégias para as atividades de Distribuição e Transmissão de Energia, alinhadas às da organização, que assegurem a sustentabilidade dos negócios da Companhia, através da obtenção de resultados operacionais, comerciais, financeiros e de responsabilidade social.

### *Pedro de Freitas Almeida Bueno Vieira – Diretor de Assuntos Legais*

Responsável pela definição da estratégia, planejamento e desenvolvimento de ações no âmbito jurídico no plano nacional e internacional, bem como pelo desenvolvimento, implementação e gestão das Políticas e Programas de Meio Ambiente. Responsável pela gestão das atividades desenvolvidas pelas áreas de Ética e Compliance e Auditoria Interna.

### *Teresa Cristina Querino Vernaglia – Diretora de Projetos Especiais*

Responsável pela (i) liderança de projetos, alinhados à definição estratégica da companhia e a identificação das necessidades de envolvimento das diversas áreas funcionais das empresas do Grupo AES Brasil; (ii) identificar situações de riscos no planejamento dos projetos especiais, visando apoiar e orientar os responsáveis, de forma a minimizar impactos no cronograma e níveis de serviços definidos.

### *Ítalo Tadeu de Carvalho Freitas Filho - Diretor de Serviços Compartilhados*

Responsável pelo desenvolvimento, implementação e gestão das Políticas e Programas de Materiais, avaliando constantemente a relação custo/benefício/qualidade e Serviços da AES Brasil que assegurem os objetivos e estratégias de negócios, em conformidade aos planos corporativos da AES Corp. Responsável pela Arquitetura Tecnológica de Informações e de Infraestrutura do Grupo AES.

### *Sidney Simonaggio – Diretor de Assuntos Regulatórios*

Responsável por: (i) assuntos de caráter regulatório e político, bem como os processos de informações corporativas e de gestão empresarial quanto a temas de natureza regulatória, de forma integrada, no âmbito das empresas do Grupo AES Brasil; (ii) garantir análises das regulamentações propostas, com impactos nas empresas do Grupo AES Brasil e seus respectivos Contratos de Concessão, identificando e avaliando riscos e oportunidades; e (iii) assegurar os processos de fixação, reajuste e revisão periódica das tarifas de fornecimento e de uso do sistema.

## 12.2 - Regras, políticas e práticas relativas às assembleias gerais

### **a. prazos de convocação**

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações ("Lei 6.404/76"), as assembleias gerais da Companhia são convocadas mediante anúncio publicado por 3 vezes no Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Sul, bem como em outro jornal de grande circulação. A primeira convocação deve ser feita, no mínimo, 15 dias antes da realização da assembleia geral, e a segunda convocação deve ser feita com, no mínimo, 8 dias de antecedência. A CVM poderá, todavia, a pedido de qualquer acionista e ouvida a Companhia, em determinadas circunstâncias, requerer que a primeira convocação para suas assembleias gerais seja feita até 30 dias antes da realização da respectiva assembleia geral.

### **b. competências**

Nos termos da Lei 6.404/76, compete privativamente à assembleia geral de Acionistas deliberar sobre as seguintes matérias, sem prejuízos de outras matérias de sua competência: (i) reformar o estatuto social da Companhia; (ii) eleger ou destituir, a qualquer tempo, os membros do conselho de administração e do conselho fiscal da Companhia, ressalvado o disposto no inciso II do artigo 142 da Lei 6.404/76; (iii) tomar, anualmente, as contas dos administradores e deliberar sobre as demonstrações financeiras por eles apresentadas; (iv) autorizar a emissão de debêntures, ressalvado o disposto no § 1º do artigo 59 da Lei 6.404/76; (v) suspender o exercício dos direitos do acionista, nos termos do artigo 120 da Lei 6.404/76; (vi) deliberar sobre a avaliação de bens com que o acionista concorrer para a formação do capital social; (vii) autorizar a emissão de partes beneficiárias; (viii) deliberar sobre transformação, fusão, incorporação e cisão da companhia, sua dissolução e liquidação, eleger e destituir liquidantes e julgar-lhes as contas e; (ix) autorizar os administradores a confessar falência e pedir concordata.

### **c. endereços (físico ou eletrônico) nos quais os documentos relativos à assembleia geral estarão à disposição dos acionistas para análise**

Os documentos estarão disponíveis na sede da Companhia, na Rua Dona Laura 320, 6º e 10º andar, na Cidade de Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul e nos endereços eletrônicos (web sites) da Companhia ([www.aessul.com.br](http://www.aessul.com.br)), da CVM ([www.cvm.gov.br](http://www.cvm.gov.br)) e da BM&FBovespa ([www.bmfbovespa.com.br](http://www.bmfbovespa.com.br)).

### **d. identificação e administração de conflitos de interesses**

A Companhia instituiu no ano de 2014 uma política interna para transações com partes relacionadas, na qual trata de regras para tomadas de decisões de seus administradores e conselheiros fiscais, quando aplicável, em situações de conflitos de interesses.

### **e. solicitação de procurações pela administração para o exercício do direito de voto**

A Companhia admite o exercício do direito de voto por procuração desde que o representante outorgado esteja validamente constituído e que a procuração contenha o voto a ser proferido.

### **f. formalidades necessárias para aceitação de instrumentos de procuração outorgados por acionistas, indicando se o emissor admite procurações outorgadas por acionistas por meio eletrônico**

Para fins de legitimação e representação, o acionista ou seu representante legal deverá comparecer à assembleia geral munido (i) de documentos hábeis à comprovação de sua identidade; e (ii) de comprovante expedido pela instituição financeira depositária das ações escriturais de sua titularidade ou em custódia, na forma do artigo 126 da Lei 6.404/76. A Companhia ainda não admite procurações outorgadas por meio eletrônico.

### **g. manutenção de fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias**

A Companhia não mantém fóruns e páginas na rede mundial de computadores destinados a receber e compartilhar comentários dos acionistas sobre as pautas das assembleias gerais.

### **h. transmissão ao vivo do vídeo e/ou do áudio das assembleias**

A Companhia não transmite ao vivo vídeo e/ou áudio das assembleias gerais.

### **i. mecanismos destinados a permitir a inclusão, na ordem do dia, de propostas formuladas por acionistas**

Não há atualmente mecanismos destinados a permitir a inclusão de propostas formuladas por acionistas na ordem do dia.

### 12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração

O conselho de administração, eleito pela assembleia geral, é composto de, no mínimo 05 (cinco) e, no máximo, 11 (onze) membros titulares, podendo ser eleito para cada um dos titulares 1 (um) suplente específico, que substituirão os efetivos em seus impedimentos eventuais, todos acionistas da Companhia e residentes ou não no país, observada a legislação vigente, com mandato de 02 (dois) anos, sendo permitida a reeleição. Os mandatos dos membros que atualmente compõem o conselho de administração da Companhia se encerrarão na assembleia geral ordinária que deliberará sobre as demonstrações financeiras referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2016.

O acionista controlador deverá assegurar que 01 (um) membro titular do conselho de administração, e seu respectivo suplente, seja livremente indicado pelos empregados da Companhia. O processo de eleição do representante dos empregados será coordenado pelo sindicato representativo da maioria dos respectivos empregados.

As decisões do conselho de administração serão tomadas pelo voto da maioria dos presentes à reunião, observadas, quando aplicáveis, as condições estabelecidas para o exercício do voto dos Conselheiros previstas no artigo 118, § 8º e § 9º da Lei 6.404/76.

O Presidente do conselho de administração será substituído, nos seus impedimentos temporários, pelo Vice-Presidente, ou, na falta deste, por outro conselheiro indicado pelo Presidente do conselho e, não havendo indicação, por escolha dos demais membros do conselho.

Em caso de vacância do cargo de membro titular do conselho de administração, o respectivo suplente assumirá o cargo. Na falta do respectivo suplente, o substituto será nomeado pelos conselheiros remanescentes, servindo até a primeira assembleia geral. Se ocorrer vacância da maioria dos membros titulares do conselho de administração, a assembleia geral será convocada para proceder a uma nova eleição.

Os nomes, os cargos e a data de nomeação de cada um dos atuais membros do conselho de administração estão detalhados no item 12.5 Administradores e membros do conselho fiscal da Companhia deste documento.

#### ***a. número de reuniões realizadas no último exercício social, discriminando entre número de reuniões ordinárias e extraordinárias***

O conselho de administração reunir-se-á, ordinariamente, nas datas previstas no calendário anual e, extraordinariamente, sempre que convocado pelo seu Presidente, e na ausência desse, pelo Vice-Presidente. As reuniões do conselho de administração somente serão consideradas validamente instaladas, em primeira convocação, com a presença da totalidade de seus membros titulares ou suplentes e, em segunda convocação, com a presença de metade mais um de seus componentes, titulares ou suplentes.

As reuniões do conselho de administração serão convocadas por escrito, chamada telefônica, fonográfica, telegráfica, fax ou por meio informatizado, com antecedência mínima de 05 (cinco) dias úteis, com apresentação da data, horário e local da reunião, bem como da pauta dos assuntos a serem tratados.

A presença da totalidade dos membros do conselho de administração, titulares ou suplentes, a qualquer reunião convalida a insuficiência ou irregularidade da convocação.

Os membros do conselho de administração poderão participar de qualquer reunião do conselho de administração por meio de vídeo conferência ou conferência telefônica, e tal participação será considerada presença pessoal em referida reunião. Neste caso, os membros do conselho de administração que participaram da reunião por meio de vídeo conferência ou conferência telefônica deverão assinar a original da respectiva ata lavrada em livro próprio.

Até 31 de dezembro de 2015, foram realizadas 16 reuniões do conselho de administração, sendo 08 ordinárias e 08 extraordinárias.

As reuniões do conselho de administração dos 3 últimos exercícios sociais foram realizadas nas datas e horários abaixo:

<b>2015</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>
28.01.2015	07.01.2014	22.01.2013
13h00	14h00	17h30
30.01.2015	23.01.2014	07.02.2013
16h00	13h00	11h00

**12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração**

09.02.2015 14h00	25.02.2014 19h00	13.02.2013 14h00
25.02.2015 17h00	25.02.2014 18h00	28.02.2013 10h00
16.03.2015 14h00	25.02.2014 18h30	07.03.2013 14h00
16.03.2015 14h20	27.02.2014 16h00	10.04.2013 14h00
15.04.2015 15h30	02.04.2014 17h00	10.05.2013 10h00
08.05.2015 15h00	07.05.2014 15h00	10.06.2013 10h30
17.06.2015 16h00	09.05.2014 10h30	03.07.2013 17h00
07.08.2015 15h00	06.08.2014 15h00	09.08.2013 10h00
26.08.2015 15h00	26.08.2014 17h00	08.11.2013 11h00
19.10.2015 11h00	02.09.2014 8h00	12.12.2013 11h00
04.11.2015 17h30	03.09.2014 8h00	
04.11.2015 18h00	19.09.2014 10h30	
19.11.2015 11h00	05.10.2014 18h00	
18.12.2015 14h00	01.12.2014 14h30	
	11.12.2014 14h00	

**b. disposições do acordo de acionistas que estabeleçam restrição ou vinculação ao exercício do direito de voto de membros do conselho, se aplicável**

Não aplicável

**c. regras de identificação e administração de conflitos de interesses**

De acordo com o disposto na Lei 6.404/76, é vedado ao conselheiro:

### **12.3 - Regras, políticas e práticas relativas ao Conselho de Administração**

- Realizar qualquer ato de liberalidade às custas da Companhia, bem como tomar por empréstimo recursos ou bens da Companhia ou usar, em proveito próprio, de sociedade em que tenha interesse ou de terceiros, os bens, serviços ou crédito da Companhia, sem prévia autorização da assembleia geral ou do conselho de administração;
- Receber, em razão do exercício de seu cargo, qualquer tipo de vantagem pessoal direta ou indireta de terceiros, sem autorização estatutária ou concedida através de assembleia geral;
- Contratar com a Companhia em condições não razoáveis ou não equitativas, diferentes das que prevaleceriam se a Companhia contratasse no mercado ou com terceiros;
- Intervir em qualquer posição social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, ou nas deliberações que a respeito tomarem os demais administradores da Companhia, cumprindo-lhe cientificá-los do seu impedimento e fazer consignar em ata a natureza e a extensão do seu interesse;
- Usar, em benefício próprio ou de outrem, com ou sem prejuízo para a Companhia, as oportunidades comerciais de que tenha conhecimento em razão do exercício de seu cargo;
- Omitir-se no exercício ou proteção de direitos da companhia ou, visando à obtenção de vantagens, para si ou para outrem, deixar de aproveitar oportunidades de negócio de interesse da companhia; e
- Adquirir, para revender com lucro, bem ou direito que sabe necessário à companhia, ou que esta tencione adquirir.

A Lei 6.404/76 não permite ainda que seja eleito para o conselho de administração, salvo dispensa pela assembleia geral, aquele que (i) ocupar cargo em sociedades consideradas concorrentes da Companhia; ou (ii) tiver interesse conflitante com a Companhia.

A Companhia possui uma política de conflito de interesse aplicada a colaboradores internos e instituiu no ano de 2014, uma política interna para transações com partes relacionadas que trata de regras para tomada de decisões de seus administradores e conselheiros fiscais em situações de conflito de interesses.

**12.4 - Descrição da cláusula compromissória para resolução de conflitos por meio de arbitragem**

Não aplicável.

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

Nome	Data de nascimento	Orgão administração	Data da eleição	Prazo do mandato	Número de Mandatos Consecutivos
CPF	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Foi eleito pelo controlador	Percentual de participação nas reuniões
Outros cargos e funções exercidas no emissor		Descrição de outro cargo / função			
Thiago Freire Guth	11/03/1978	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2017	02 anos até a 1ª RCA após a AGO/2019	1
694.710.021-68	Engenheiro Eletricista	19 - Outros Diretores Diretor de Distribuição	04/05/2017	Sim	0.00%
Wagner Luiz Schneider de Freitas	07/03/1973	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2017	02 anos até a 1ª RCA após a AGO/2019	1
024.833.017-97	Engenheiro Metalúrgico e de Materiais	19 - Outros Diretores Diretor Administrativo	04/05/2017	Sim	0.00%
José Carlos Saciloto Tadiello	04/04/1957	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2017	02 anos até a 1ª RCA após a AGO/2019	1
227.455.640-72	Economista	10 - Diretor Presidente / Superintendente	04/05/2017	Sim	0.00%
Roberto Sartori	16/01/1978	Pertence apenas à Diretoria	04/05/2017	02 anos até a 1ª RCA após a AGO/2019	1
916.517.430-53	Engenheiro	19 - Outros Diretores Diretor de Gestão de Energia	04/05/2017	Sim	0.00%
Sérgio Walmor Dörr	05/07/1957	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2017	01 ano até AGO/2018	3
229.680.400-49	Eletricista	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	04/05/2017	Não	100.00%
Luis Henrique Ferreira Pinto	23/06/1961	Pertence apenas ao Conselho de Administração	28/04/2017	01 ano até AGO/2018	1
029.352.408-47	Engenheiro Eletricista	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	04/05/2017	Sim	0.00%
Gustavo Estrella	11/03/1974	Pertence à Diretoria e ao Conselho de Administração	28/04/2017	01 ano até AGO/2018	1
037.234.097-09	Administrador de Empresas	35 - Conselheiro(Efetivo) e Dir. Rel. Invest.	04/05/2017	Sim	0.00%

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores, com prazo do mandato de 02 anos até a 1ª RCA após a AGO 2019;  
Data da eleição 04/05/2017; Data da posse 04/05/2017.

**Experiência profissional / Declaração de eventuais condenações / Critérios de Independência**

Thiago Freire Guth - 694.710.021-68

Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá. Possui mestrado em Engenharia Elétrica com ênfase em automação do sistema elétrico pela UFS, pós-graduação em gerenciamento de projetos pelo INPG e certificação pelo Project Management Institute (PMI). Ao longo de sua carreira, trabalhou nas empresas Hewlett Packard, Embraer e Energisa onde adquiriu prévia experiência no setor Elétrico. Ingressou na CPFL em 2012 à frente da Gerência de Gestão Operacional e posteriormente Gerência de Operações onde promoveu a implantação da gestão de processos para otimização das atividades e adequação ao novo modelo de operação por dados. Atualmente é Diretor de Distribuição das empresas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, RGE Sul e demais subsidiárias de distribuição do grupo CPFL Energia. Nos últimos 5 (cinco) anos, o diretor não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

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 RGE, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração, RGE Sul 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 diretor não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

José Carlos Saciloto Tadiello - 227.455.640-72

Formado em Eletrotécnica/CTI e Ciências Econômicas pela Universidade Federal de Santa Maria e Curso Intensivo de Marketing pela ESPM. Possui pós-graduação em Administração Pública pela FDRH e MBA em Gestão Empresarial pela CEEM/FGV. Com ampla experiência no setor elétrico, o executivo atuou na Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul em diversos cargos, entre eles o de Superintendente do Sistema de Distribuição do RS. Posteriormente, assumiu as Diretorias Financeira e Administrativa da ELETROCEEE, onde também foi membro do Conselho Fiscal e do Conselho de Curadores. No Grupo CPFL, atuou na RGE como Gerente de Relacionamento com o Mercado e Gerente de Serviços Comerciais, atuou também como Coordenador da Comissão Local de Ética da empresa, Secretário do Conselho de Consumidores da RGE e Conselheiro na FIERGS - COINFRA/Energia. Foi Diretor de Gestão de Energia das empresas CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE e demais subsidiárias de distribuição do grupo CPFL Energia entre 2015 e 2016. Atualmente é Diretor Presidente da RGE e da RGE Sul. Nos últimos 5 (cinco) anos, o diretor não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Roberto Sartori - 916.517.430-53

Graduado em Engenharia Elétrica pela Unijui/RS, tendo cursado pós-graduação em Planejamento de Sistema de Distribuição pela Universidade Mackenzie, Engenharia de Segurança do Trabalho pela UPF/RS e MBA em Gestão Financeira pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Na Rede Centro da RGE, foi Gerente de Serviços Técnicos entre 2001 a 2006, Gerente de Serviços entre 2006 e 2008 e Gerente de Segurança do Trabalho em 2014. Pela Rede Leste da RGE, atuou como Gerente de Serviços entre 2009 e 2015. Ocupou interinamente a presidência da RGE entre 2015 e 2016 e assumiu o cargo de Diretor de Gestão de Energia das empresas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, RGE Sul e das demais subsidiárias de distribuição de energia do Grupo CPFL em 2016. Nos últimos 5 (cinco) anos, o diretor não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Sérgio Walmor Dörr - 229.680.400-49

Eleito para o Conselho de Administração da RGE Sul (Titular) em março de 2013, Técnico em Contabilidade, Formado no Colégio Professor José de Oliveira Castilho - Venâncio Aires-RS, Curso de Administração de Empresas na APESC, atual UNISC (incompleto). Ingressou na Companhia em 12 de Janeiro de 1995 (CEEE), através de concurso público na função de Auxiliar Técnico III. Hoje ocupa a função de Eletricista de Distribuição II. Eleito para o Cargo de Conselheiro Fiscal do SENERGISUL, o qual ocupa através de cedência desde Setembro de 2012. Nos últimos 5 (cinco) anos, o Conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Luis Henrique Ferreira Pinto - 029.352.408-47

Formado em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Engenharia de Barretos em 1985. cursou pós-graduação em Engenharia do Sistema Elétrico de Potência pela Escola Federal de Itajubá (EFEI) em 1990, e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) em 2001 (não defendeu tese); e duas especializações, dentre as quais MBA em Gestão Empresarial (2004) e MBA em Gestão Financeira, Controladoria e Auditoria (2011), na Fundação Getúlio Vargas - FGV. Na Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), exerceu diversos cargos, como: Engenheiro de Planejamento da Operação (1986 a 2000); Gerente da Divisão de Serviços da Transmissão da CPFL (2000 a 2001); Gerente da Divisão de Planejamento do Sistema Elétrico da CPFL (2001 a 2002); Gerente do Departamento de Controle Operacional da CPFL Paulista e CPFL Piratininga (2002 a 2006); Diretor de Operações da RGE (2006 a 2009); e Diretor Executivo da RGE (2009 a 2011). Foi representante da CPFL no Grupo Coordenador da Operação Interligada do Sistema Elétrico Sul/Sudeste do Brasil - GCOI/GTPO/ELETOBRÁS (1986 a 1996); Representante das Distribuidoras CPFL Paulista, CPFL 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 Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas da CPFL Energia. Nos últimos 5 (cinco) anos, o conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

---

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, RGE Sul, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração e Diretor Financeiro das demais subsidiárias do grupo CPFL Energia. É também Vice-Presidente do Conselho de Administração da RGE, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Geração, e Paulista Lajeado e membro do Conselho de Administração da CPFL Renováveis, Sul Geradora e RGE Sul. Nos últimos 5 (cinco) anos, o conselheiro não esteve sujeito aos efeitos de qualquer condenação criminal, qualquer condenação ou aplicação de pena em processo administrativo perante a CVM e qualquer condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que tivesse por efeito à suspensão ou inabilitação para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

## **12.7/8 - Composição dos comitês**

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

As informações solicitadas neste item sobre os membros dos comitês de Processo de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, Gestão de Pessoas e de Partes Relacionadas constam do Formulário de Referência da nossa controladora CPFL Energia, mas que também assessoram a Companhia.

### **12.11 - Acordos, inclusive apólices de seguros, para pagamento ou reembolso de despesas suportadas pelos administradores**

Em linha com a política de contratação de seguros da Companhia, contratou-se apólice de seguro de Responsabilidade Civil de Administradores (D&O), visando garantir aos administradores da Companhia o reembolso dos valores pagos a título de indenização decorrentes de reparação de danos causados a terceiros ou à Companhia, durante o regular exercício de suas atividades. A atual apólice de D&O da Companhia está vigente até 01 de abril de 2017 e tem limite máximo de indenização de R\$ 20,0 milhões. A referida apólice de seguro, contratada em nome da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. e que abrange, também, os executivos da Companhia pode ser insuficiente para garantir a indenização de eventuais danos causados a terceiros e à Companhia.

## **12.12 - Práticas de Governança Corporativa**

Em linha com o compromisso de prestação de informações confiáveis e na manutenção de uma relação transparente com o mercado, a Companhia empenha-se em seguir as recomendações do Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa do IBGC – Instituto Brasileiro de Governança Corporativa.

Atualmente, a Companhia possui política interna de transações com partes relacionadas, programa de Compliance e anticorrupção e código de conduta.

As práticas de governança corporativa adotadas pela Companhia visam promover maior transparência às suas partes interessadas, assim como ao mercado em geral, além de contribuir para a geração de valor aos seus acionistas.

## 12.13 - Outras informações relevantes

### ***Assembleias Gerais da Companhia***

Nos últimos 3 (três) anos foram realizadas as seguintes assembleias gerais da Companhia, na respectiva ordem cronológica decrescente:

- o Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 03 de abril de 2015;
- o Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 23 de abril de 2015;
- o Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 30 de abril de 2015;
- o Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 26 de agosto de 2015;
- o Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 25 de abril de 2014;
- o Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 23 de setembro de 2014;
- o Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 27 de junho de 2013;
- o Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de agosto de 2013;
- o Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 29 de novembro de 2013;
- o Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, realizada em 04 de abril de 2013;

As assembleias gerais acima relacionadas foram instaladas, na sua totalidade, em primeira convocação, com um quórum de acionistas representando mais de 2/3 do capital social com direito a voto.

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

### a. objetivos da política ou prática de remuneração

#### Conselho de Administração

A remuneração dos membros do Conselho de Administração da Companhia é constituída em sua totalidade de remuneração fixa (Salário / Pró-labore) e possui como principal objetivo atrair e reter conselheiros independentes com conhecimento do segmento e de negócios para enriquecer as discussões estratégicas da Companhia, acompanhar e monitorar resultados, aconselhar na condução dos negócios e contribuir com sugestões de melhores práticas de mercado, garantindo as boas práticas de governança corporativa. A Companhia não possui Conselho Fiscal desde o ano de 2003.

#### Diretoria Estatutária e Não Estatutária

A remuneração dos Diretores da Companhia é determinada de acordo com as funções e responsabilidades de cada um e em relação a outros executivos de mercado de energia e de empresas com boas práticas de Recursos Humanos.

A política de remuneração de executivos foi estruturada com o objetivo de:

- Vincular o desempenho dos executivos ao desempenho operacional e financeiro da Companhia, aos seus planos de negócio e objetivos;
- Alinhar a remuneração dos executivos com os interesses dos acionistas da Companhia;
- Otimizar o investimento da Companhia em Recursos Humanos visando a atrair e a reter profissionais capacitados e considerados “chave” para a sustentabilidade de seus negócios, tendo práticas competitivas em relação às empresas do mercado em que atua.

### b. composição da remuneração

#### (i) descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles

Os elementos do pacote de remuneração da Companhia são:

- Salário Base: Remuneração com base no nível e complexidade do cargo internamente (Companhia) e externamente (mercado);
- Bônus: Retribuição pelo alcance/superação de metas empresariais e individuais;
- Benefícios diretos e indiretos: Oferecer benefícios alinhados às práticas de mercado no nível executivo: (i) Veículo designado, (ii) Plano de Saúde, (iii) Plano Odontológico, (iv) Previdência Privada, (v) Seguro de Vida e, (vi) Check up anual;
- Incentivo de Longo Prazo (ILP): Estabelecido pela AES Corporation e condicionado ao alcance de metas corporativas globais e individuais. Visa reforçar a retenção dos profissionais e a criação de valor para o negócio de forma sustentável e no longo prazo. O incentivo de longo prazo é composto pelos seguintes componentes:

#### 1. Plano de Remuneração baseado em Ações da AES Corporation

A AES Sul não possui um plano local de ações. O plano existente é definido e pago pela controladora indireta da Companhia a AES Corporation, sem ônus para a AES Sul. Representa 50% do ILP de cada Diretor: Existem 3 tipos de remuneração por Ações:

- **Stock Options**: o Diretor estatutário recebe o direito de comprar ações da AES Corporation, por um determinado valor após um período de 3 anos;
- **Performance Stock Units**: o Diretor recebe um determinado número de ações da AES Corporation – (e não da AES Sul). O valor dessas ações poderá variar conforme performance do índice Standard & Poors 500 (S&P 500) da Bolsa de Nova Iorque
- **Restricted Stock Units**: o Diretor recebe as ações da AES Corporation (e não da AES Sul) para, caso deseje, aliená-las no mercado secundário após um período de carência.

#### 2. Plano Performance Units (PU)

Definido pela controladora indireta, é um bônus diferido atrelado ao cumprimento de metas trienais da AES Corporation. Representa 50% do ILP de cada Diretor e o pagamento é assumido localmente pela AES Sul. O indicador de referência é o EBITDA. O critério de pagamento prevê valores diferenciados para atendimento parcial, total ou superação de metas. Os valores atribuídos passam a ser disponíveis da seguinte forma: 1/3 no primeiro ano, 1/3 no segundo ano e 1/3 no terceiro ano, pagando-se no início do 4º ano.

#### (ii) em relação aos 3 últimos exercícios sociais, qual a proporção de cada elemento na remuneração total

- Conselho de Administração: 100 % remuneração fixa;
- Conselho Fiscal: A Companhia não possui Conselho Fiscal instalado desde 2003;
- Diretores Estatutários e Não Estatutários:
  - 45,46% Remuneração fixa (salário / pró-labore)
  - 49,16% Bônus
  - 1,23% incentivos de longo prazo (Outros - ILP)
  - 2,69% Benefícios diretos e indiretos
  - 1,46% Benefícios pós-emprego

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

#### (iii) metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

Em Assembleia Geral Ordinária de acionistas da Companhia é aprovado o montante que será empregado na remuneração global dos Conselheiros de Administração e Diretoria Estatutária, com relação ao exercício social. Como premissa básica de aprovação, a remuneração dos administradores da Companhia deverá tratar-se de um custo sustentável e que não comprometa outros investimentos do negócio. Os reajustes são baseados no crescimento das remunerações praticadas pelo mercado.

A Hay Group Consultores do Brasil é a consultoria contratada para realizar a pesquisa anual de remuneração para análise da competitividade da remuneração dos administradores frente ao mercado selecionado, composto por empresas que apresentam sólidas práticas em Recursos Humanos e/ou do mesmo segmento e porte da Companhia.

#### (iv) razões que justificam a composição da remuneração

- Contribuir para a atração e retenção dos profissionais;
- Assegurar o reconhecimento meritocrático dos profissionais conforme o seu desempenho;
- Garantir remuneração competitiva e alinhada às práticas do mercado em troca do cumprimento dos objetivos da Companhia e a possibilidade de bonificações adicionais quando as expectativas forem excedidas;
- Praticar uma remuneração justa, equitativa e clara para os Administradores;
- Balanceamento entre remuneração de curto e longo prazo, visando ações e decisões que garantam a sustentabilidade do negócio.

#### (v) a existência de membros não remunerados pelo emissor e a razão para esse fato

Os profissionais eleitos para compor o Conselho de Administração da Companhia que, cumulativamente, exercem a função de Diretor Executivo ou empregado da Companhia ou de outra sociedade do Grupo AES Brasil, não são remunerados especificamente pela função de conselheiro de administração, uma vez que o exercício de tal cargo é parte do contrato de trabalho celebrado entre o executivo e as Companhias que compõem o Grupo AES Brasil, sendo remunerado no âmbito de tal contrato.

#### c. principais indicadores de desempenho levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração

A AES Sul utiliza os seguintes mecanismos de avaliação de desempenho dos órgãos da administração da Companhia:

(a) para o pagamento de salário / pró-labore e Benefícios diretos e indiretos a AES Sul utiliza como indicadores as práticas de mercado da localidade de trabalho do administrador;

(b) para o pagamento da remuneração variável (Bônus e Incentivo de Longo Prazo), a AES Sul considera como principais indicadores de desempenho os seguintes itens (i) segurança; (ii) Resultados Financeiros; (iii) Resultados operacionais, considerando o alcance / superação de metas, com pesos diferenciados entre esses itens conforme descritos na tabela abaixo.

Segurança	AES Brasil			AES Corporation
	Resultados Financeiros	Resultado Estratégico	Resultados Operacionais	AES Mundial
3,75%	37,50%	18,75%	15%	25%

Os indicadores acima possuem os seguintes conceitos:

- Segurança: Indicadores de fatalidades (próprias/população) e afastamentos
- Resultados Financeiros: Lucro ajustado e Fluxo de caixa.
- Resultados Estratégicos: Projetos ligados a estratégia do negócio.
- Resultados Operacionais: Indicadores de Produtividade operacional e satisfação do Cliente.
- AES Mundial: Resultado geral, incluindo, dentre outros, resultado financeiro e de performance.

A avaliação de desempenho individual de cada Diretor Estatutário é utilizada como fator multiplicador para compor o resultado total da remuneração variável de curto prazo.

#### d. como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho;

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

O acompanhamento dos indicadores é realizado mensalmente e a apuração final dos resultados é feita no primeiro mês do ano subsequente ao exercício. Cada indicador tem um peso específico que, ponderado, consolida a remuneração variável total, que é aprovada por um comitê regional e pelo comitê mundial da *AES Corporation*.

#### ***e. como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses do emissor de curto, médio e longo prazo***

A Companhia mantém uma política de remuneração variável baseada em metas empresariais qualitativas e quantitativas. Dessa forma, a Companhia busca atribuir aos seus colaboradores incentivos de curto, médio e longo prazo, que objetivam alinhar os interesses de todas as partes interessadas. Entre as metas, destaca-se o acompanhamento do resultado da Companhia mensurado pelo fluxo de caixa, Lucro líquido, dentre outros, além de resultados de desempenho operacional como Duração Equivalente por Consumidor (DEC), Frequência Equivalente por Consumidor (FEC), Perdas Elétricas, Índices de Satisfação dos Clientes, etc.

Essas práticas são sustentadas pelos valores da Companhia:

- Segurança em primeiro lugar;
- Agir com integridade;
- Honrar compromissos;
- Buscar a excelência; e
- Realizar-se no trabalho.

#### ***f. existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos***

A Companhia possui programa de ILP (Incentivo de Longo Prazo) para seus diretores estatutários e não-estatutários que é estabelecido e administrado pela *AES Corporation*, condicionado ao alcance de metas corporativas globais e individuais, sendo o Brasil responsável por 50% do custo para o Bônus Diferido (PU) e a *AES Corporation* responsável pelos outros 50% que se referem a Remuneração Baseada em Ações.

Em 17 de dezembro de 2008, a Comissão de Valores Mobiliários emitiu a Deliberação nº. 562 que aprovou o CPC 10, Pagamento Baseado em Ações, o qual forneceu critérios e diretrizes sobre a contabilização e divulgação dos pagamentos baseados em ações pelas Companhias. Essa Deliberação teve sua vigência a partir dos exercícios iniciados em 1º de janeiro de 2008.

Considerando as questões de ordem societária envolvendo a contabilização dos pagamentos baseados em ações efetuados por sua Controladora em favor de seus empregados, em 7 de dezembro de 2009 a *AES Sul* protocolou consulta à CVM visando dirimir dúvidas em relação à referida contabilização.

Em 22 de dezembro de 2009, a Comissão de Valores Mobiliários emitiu a Deliberação nº. 615, que aprovou a Interpretação Técnica ICPC 05 com diretrizes adicionais sobre o registro de pagamento baseado em ações envolvendo transações de ações do Grupo e em Tesouraria. Essa interpretação recomenda que a contabilização de pagamentos em ações efetuados pela Controladora a empregados da Companhia, sejam contabilizadas pela Companhia como uma despesa em contrapartida a um aumento no patrimônio líquido em favor dessa Controladora. A Deliberação nº. 615 tem sua vigência a partir dos exercícios encerrados em dezembro de 2010.

Em 18 de junho de 2010, a Companhia recebeu resposta à consulta da CVM a qual orientou o registro da remuneração baseada em ações no resultado em contrapartida ao patrimônio líquido da Companhia. De acordo com o CPC 10, o ICPC 05 e as informações recebidas da CVM a Companhia procedeu ao registro de acordo as Deliberações acima mencionadas, e passou a registrar a contrapartida dessas despesas em reserva de capital, no patrimônio líquido, a qual poderá utilizada em favor do acionista controlador após o efetivo aporte de recursos.

#### ***g. existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário da Companhia.***

Não há remuneração ou benefícios vinculados a ocorrência de eventos societários.

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	7,00	7,83		14,83
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		0,00
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	253.506,00	1.820.304,00		2.073.810,00
Benefícios direto e indireto	0,00	117.139,00		117.139,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	50.701,00	364.061,00		414.762,00
Descrição de outras remunerações fixas	encargos	encargos		
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	1.817.367,00		1.817.367,00
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	695.105,00		695.105,00
Descrição de outras remunerações variáveis		R\$ 363.473 Referente a Encargos e R\$ 331.632 referente a LTC		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	134.062,00		134.062,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	163.088,00		163.088,00
<b>Baseada em ações (incluindo opções)</b>	0,00	56.459,00		56.459,00
<b>Observação</b>				
Total da remuneração	304.207,00	5.167.586,00		5.471.793,00

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	6,66	7,00		13,66
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		0,00
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	88.568,00	1.757.158,00		1.845.726,00
Benefícios direto e indireto	0,00	135.792,00		135.792,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	17.714,00	351.432,00		369.146,00

Descrição de outras remunerações fixas	Encargos	Encargos		
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	1.742.754,00		1.742.754,00
Participação de resultados	0,00	0,00		0,00
Participação em reuniões	0,00	0,00		0,00
Comissões	0,00	0,00		0,00
Outros	0,00	501.153,00		501.153,00
Descrição de outras remunerações variáveis		R\$ 348.550,84 Referente a Encargos e R\$ 152.602,16		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	70.725,00		70.725,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	254.289,00		254.289,00
<b>Baseada em ações (incluindo opções)</b>	0,00	67.911,00		67.911,00
<b>Observação</b>				
<b>Total da remuneração</b>	<b>106.282,00</b>	<b>4.881.215,00</b>		<b>4.987.497,00</b>

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	6,83	6,08		12,91
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		0,00
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	128.783,00	1.397.897,00		1.526.680,00
Benefícios direto e indireto	0,00	105.360,00		105.360,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	25.757,00	279.579,00		305.336,00
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos	Encargos		
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	1.558.492,00		1.558.492,00
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	410.244,00		410.244,00

Descrição de outras remunerações variáveis		R\$ 311.698 de Encargos e R\$ 98.546 de LTC		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	49.978,00		49.978,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	0,00		0,00
<b>Baseada em ações (incluindo opções)</b>	0,00	50.188,00		50.188,00
<b>Observação</b>				
<b>Total da remuneração</b>	154.540,00	3.851.738,00		4.006.278,00

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

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros	6,83	7,00		13,83
Nº de membros remunerados	0,00	0,00		0,00
<b>Remuneração fixa anual</b>				
Salário ou pró-labore	61.003,00	1.257.789,00		1.318.792,00
Benefícios direto e indireto	0,00	96.809,00		96.809,00
Participações em comitês	0,00	0,00		0,00
Outros	12.201,00	347.157,00		359.358,00
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos de INSS	Encargos de INSS (R\$251.558,00 ) Demais Encargos (R\$95.599,00)		
<b>Remuneração variável</b>				
Bônus	0,00	1.252.220,00		1.252.220,00
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	446.919,00		446.919,00
Descrição de outras remunerações variáveis		Encargos de INSS (R\$ 250.444 ) +Outros Encargos (90.819,00) e ILP ( R\$ 105.656)		
<b>Pós-emprego</b>	0,00	50.421,00		50.421,00
<b>Cessação do cargo</b>	0,00	40.009,00		40.009,00
<b>Baseada em ações (incluindo opções)</b>	0,00	35.707,00		35.707,00

<b>Observação</b>	O número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no OFÍCIO-CIRCULAR/CVM/SEP/N.º01/2014. Dado que o exercício social de 2014 é o exercício corrente, os números acima foram inseridos com base na previsão da Companhia, conforme requisitado pelo OFÍCIO-CIRCULAR/CVM/SEP/ N.º01/2014.	O número de membros de cada órgão (letra "b") foi apurado da forma especificada no OFÍCIO-CIRCULAR/CVM/SEP/N.º01/2014. Dado que o exercício social de 2014 é o exercício corrente, os números acima foram inseridos com base na previsão da Companhia, conforme requisitado pelo OFÍCIO-CIRCULAR/CVM/SEP/ N.º01/2014.		
Total da remuneração	73.204,00	3.527.031,00		3.600.235,00

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

A Companhia não possui plano de remuneração variável para o Conselho de Administração. Para os Diretores Estatutários, a política e valores são os demonstrados no quadro abaixo:

Dados Gerais	Diretoria Estatutária	2013	2014	2015	2016
<b>Remuneração Variável - Bônus + ILP (PU)</b>	Número de Membros que receberam remuneração variável no exercício	6,58	6,08	7	7,83
	Valor mínimo previsto no plano de remuneração	0	0	0	0
	Valor máximo previsto no plano de remuneração	R\$ 1.801.813,00	R\$ 1.886.474,00	R\$ 1.600.534,00	R\$ 2.623.893,84
	Valor previsto no plano de remuneração caso as metas fossem atingidas	R\$ 1.115.326,00	R\$ 1.175.105,00	R\$ 991.378,00	R\$ 1.631.834,31
	Valor efetivamente reconhecido (em R\$)	R\$ 1.357.876,00	R\$ 1.657.038,00	R\$ 1.895.356,16	0

A remuneração dos administradores e dos membros do conselho de administração para o exercício corrente será definida em assembleia geral ordinária. A política de remuneração dos órgãos mencionados permanecerá inalterada.

Observação: o Valor efetivamente reconhecido refere-se ao somatório do item "Bônus" e "ILP", identificados no item 13.2.

### 13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária

O Plano de Remuneração baseado em Ações abrange somente os Diretores Estatutários e Diretores não estatutários, não atingindo conselho de administração e fiscal. A seguir detalha-se o plano:

	Diretores Estatutários
a) Termos e condições gerais	<p>O Plano de Remuneração baseado em Ações é estabelecido, administrado e custeado pela <i>AES Corporation</i>, condicionado ao alcance de metas corporativas globais e individuais, composto por três tipos de ações:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Stock Options</i> (Ações da <i>AES Corporation</i>, e não da Companhia): o diretor estatutário recebe o direito de comprar ações da <i>AES Corporation</i>, por um determinado valor após um período de 3 anos.</li> <li>- <i>Performance Stock Units</i>: o diretor recebe um determinado número de ações da <i>AES Corporation</i>. O valor dessas ações poderá variar conforme performance do índice Standard &amp; Poors 500 (S&amp;P 500) da Bolsa de Nova Iorque</li> <li>- <i>Restricted Stock Units</i>: o diretor recebe as ações da <i>AES Corporation</i> (e não da Companhia) para, caso deseje, aliená-las no mercado secundário após um período de carência</li> </ul> <p>O Diretor Presidente recebe até 24% de seu pró-labore anual em ações, sendo até 7,2% sob a forma de <i>Stock Options</i>, 12% sob a forma de <i>Performance Stock Units</i> (Ações da <i>AES Corporation</i>) e 4,8% sob a forma de <i>Restricted Stock Units</i>.</p>
b) Principais objetivos do plano	<p>Visa reforçar a retenção dos profissionais e alinhar interesses com acionistas na criação de valor para o negócio de forma sustentável e de longo prazo, além de contribuir para a retenção dos executivos chave.</p>
c) Forma como o plano contribui para esses objetivos	<p>Seu desembolso efetivo ocorre somente se os resultados globais (financeiros e performance) forem atingidos, refletidos também na variação positiva do preço da ação da <i>AES Corporation</i>, incentivando os diretores da Companhia a desempenhar suas funções de forma a permitir que referidos resultados globais sejam atingidos.</p>
d) Como o plano se insere na política de remuneração da Companhia	<p>Conforme descritos itens 13.1.b, este plano complementa a remuneração total do executivo, contribuindo para a formação de visão de sustentabilidade do negócio e retenção dos executivos a longo prazo.</p>
e) Como o plano alinha os interesses dos administradores e da Companhia a curto, médio e longo prazo	<p>O plano alinha os interesses dos administradores, Companhia e acionistas por meio de benefícios aos administradores de acordo com a performance das ações e resultado financeiro da Companhia em médio e longo prazo. Está desenhado também para encorajar a busca de alta performance operacional e financeira a longo prazo em seus negócios em nível mundial.</p>
f) Número máximo de ações abrangidas	<p>O número máximo de ações varia de acordo com o valor de mercado das ações da <i>AES Corporation</i> na data da concessão e com a remuneração do diretor, sendo o número máximo limitado ao equivalente a 24% do salário anual para o Diretor Presidente e 8,5% para os demais diretores. O salário ou pró-labore é usado como base de cálculo de sua remuneração em ações.</p>
g) Número máximo de opções a serem outorgadas	<p>O número máximo de opções a serem outorgadas é definido pela <i>AES Corporation</i> e leva em conta todas as operações da <i>AES Corporation</i> no mundo e o número de executivos elegíveis a esse tipo de remuneração.</p>

**13.4 - Plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária**

h) Condições de aquisição de ações	<p>- <i>Stock options</i>: 1/3 das opções da <i>AES Corporation</i> outorgadas tornam-se exercíveis a cada ano em que o diretor permanece na Companhia.</p> <p>- <i>Restricted Stock Units</i>: após o recebimento das ações da <i>AES Corporation</i>, o diretor só adquire de fato as ações a ele atribuídas, na proporção de 1/3 ao final de cada período de um ano de sua permanência na Companhia, podendo exercê-las após o período.</p> <p>- <i>Performance Stock Units</i>: após o recebimento das ações da <i>AES Corporation</i>, o diretor só adquire de fato as ações a ele atribuídas, na proporção de 1/3 ao final de cada período de um ano de sua permanência na Companhia, podendo exercê-las após 3 anos de sua concessão.</p>
i) Critérios para fixação do preço de aquisição ou exercício	Baseado no preço de Mercado das ações da <i>AES Corporation</i> na bolsa de Nova Iorque na época da concessão.
j) Critérios para fixação do prazo de exercício	<p><i>Stock Options</i>: foco no longo prazo (3 anos) e atrelado aos interesses dos acionistas (valorização do preço da ação da <i>AES Corporation</i>).</p> <p><i>Restricted Stocks Units / Performance Stock Units</i>: foco no longo prazo (3 anos) atrelado aos resultados do negócio</p>
k) Forma de liquidação	<p><i>Stock options</i>: em dinheiro</p> <p><i>Restricted Stock Units</i>: em ações</p> <p><i>Performance Stock Units</i>: em ações</p>
l) Restrições à transferência das ações	<p>Após o cumprimento das carências, fica a critério do executivo exercer suas opções ou negociar suas ações restritas.</p> <p><i>Restricted Stock Units</i>: após o recebimento das ações da <i>AES Corporation</i>, sua alienação podendo ocorrer no momento da aquisição do valor de 1/3 do valor outorgado.</p> <p><i>Performance Stock Units</i>: após o recebimento das ações da <i>AES Corporation</i> sua alienação só poderá ocorrer após 3 anos da data de concessão.</p>
m) Critérios e eventos que, quando verificados, ocasionarão a suspensão, alteração ou extinção do plano	A <i>AES Corporation</i> poderá, a qualquer tempo, alterar ou extinguir o plano ou ainda estabelecer regulamentação aos casos omissos.
n) Efeitos da saída do administrador dos órgãos da Companhia sobre seus direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações	<p><i>Stock Options</i> – O ex-administrador mantém o direito sobre as opções exercíveis. As opções passam a ser exercíveis na proporção de 1/3 a cada ano após a outorga. O ex-diretor terá até 180 dias a partir da data de sua saída para exercê-las; do contrário, serão automaticamente canceladas.</p> <p><i>Restricted Stocks / Performance Stock Units</i> – O ex-diretor mantém o direito sobre as ações por ele já possuídas e poderá negociá-las após o período de carência. As ações a ele atribuídas, mas ainda não possuídas pelo fato de não ter decorrido o tempo de permanência na Companhia serão automaticamente canceladas.</p>

O plano de remuneração baseado em ações previsto para o exercício social corrente é idêntico àquele em vigor no último exercício social, descrito na tabela acima.

### 13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

Apesar da remuneração baseada em ações da Diretoria estatutária da Companhia ser paga pela *AES Corporation*, o custo das transações de outorga de títulos patrimoniais é reconhecido no resultado da Companhia e estão relacionadas abaixo:

Valores expressos em R\$	
<b>2016</b>	56.459
<b>2015</b>	67.911
<b>2014</b>	50.188
<b>2013</b>	35.707

<b>2016</b>	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária - Elegível a Opções de Ações	Diretoria Estatutária - Elegível a Ações Restritas
Nº total de membros	-	-	1
Nº de membros remunerados	-	-	1
Preço médio ponderado de exercício:	-	-	0
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	-	-	0
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-	-	0
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-	-	0
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-	-	0
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções	Não aplicável, dado que as opções outorgadas referem-se a ações da emissão da AES Corporation, o que não gera diluição na Companhia		

<b>2015</b>	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária - Elegível a Opções de Ações	Diretoria Estatutária - Elegível a Ações Restritas
Nº total de membros	-	-	1
Nº de membros remunerados	-	-	1
Preço médio ponderado de exercício:	-	-	0
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	-	-	0
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-	-	0
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-	-	0
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-	-	0
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções	Não aplicável, dado que as opções outorgadas referem-se a ações da emissão da AES Corporation, o que não gera diluição na Companhia		

**13.5 - Remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária**

<b>2014</b>	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária - Elegível a Opções de Ações	Diretoria Estatutária - Elegível a Ações Restritas
Nº total de membros	-	-	1
Nº de membros remunerados	-	-	1
Preço médio ponderado de exercício:	-	-	0
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	-	-	0
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-	-	0
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-	-	0
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-	-	0
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções	Não aplicável, dado que as opções outorgadas referem-se a ações da emissão da AES Corporation, o que não gera diluição na Companhia		

<b>2013</b>	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária - Elegível a Opções de Ações	Diretoria Estatutária - Elegível a Ações Restritas
Nº total de membros	-	-	1
Nº de membros remunerados	-	-	1
Preço médio ponderado de exercício:	-	-	0
(a) Das opções em aberto no início do exercício social	-	-	0
(b) Das opções perdidas durante o exercício social	-	-	0
(c) Das opções exercidas durante o exercício social	-	-	0
(d) Das opções expiradas durante o exercício social	-	-	0
Diluição potencial no caso do exercício de todas as opções	Não aplicável, dado que as opções outorgadas referem-se a ações da emissão da AES Corporation, o que não gera diluição na Companhia		

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

A Companhia não possui programa de opções relacionados às ações de sua emissão. O benefício é oferecido pela AES Corporation, controladora indireta da Companhia, sendo as opções concedidas diretamente aos executivos das sociedades controladas pela Companhia.

Não existem opções em aberto ao final do exercício social encerrado em 31/12/2015.

### 13.7 - Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do conselho de administração e da diretoria estatutária

A AES Sul não possui programa de opções relacionado às ações de sua emissão. O benefício é oferecido pela controladora indireta The AES Corporation.

Opções exercidas - exercício social encerrado em 31/12/2015

	Conselho de	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	-	1
Nº de membros remunerados	-	-
<b>Opções Exercidas</b>	-	-
Número de ações	-	-
Preço médio ponderado de exercício	-	-
Diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas	-	-
<b>Ações Entregues</b>	-	-
Número de ações entregues	-	-
Preço médio ponderado de aquisição	-	-
Diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas	-	-

Opções exercidas - exercício social encerrado em 31/12/2014

	Conselho de	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	-	1
Nº de membros remunerados	-	-
<b>Opções Exercidas</b>	-	-
Número de ações	-	-
Preço médio ponderado de exercício	-	-
Diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas	-	-
<b>Ações Entregues</b>	-	-
Número de ações entregues	-	-
Preço médio ponderado de aquisição	-	-
Diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas	-	-

Opções exercidas - exercício social encerrado em 31/12/2013

	Conselho de	Diretoria Estatutária
Nº total de membros	-	1*
Nº de membros remunerados	-	1*
<b>Opções Exercidas</b>	-	-
Número de ações	-	-
Preço médio ponderado de exercício	-	-
Diferença entre o valor de exercício e o valor de mercado das ações relativas às opções exercidas	-	-
<b>Ações Entregues</b>	-	-
Número de ações entregues	-	3.199
Preço médio ponderado de aquisição	-	US\$ 10,87
Diferença entre o valor de aquisição e o valor de mercado das ações adquiridas	-	-

\* Apenas um dos Diretores Estatutários é elegível para receber *Stock Options*, os demais são elegíveis para receber *Performance Stock Units* e *Restricted Stock Units*.

**13.8 - Informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens 13.5 a****13.7 - Método de precificação do valor das ações e das opções**

<b>Stock Options</b>	
a) Modelo de Precificação	Black & Scholes
b) Dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco	Preço Médio Ponderado das Ações: U\$ 16,72
	Preço de Exercício: Varia conforme data de concessão
	Taxa Livre de Risco - 1,88%
	Duração Média do programa em anos: 6
	Volatilidade Anualizada esperada: 24,48%
Dividendos Esperados: 1,42%	
c) Método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado	Não aplicável
d) Forma de determinação da volatilidade esperada	O valor da volatilidade esperada é baseado na volatilidade histórica da ação da AES Corporation na bolsa de Nova Iorque.
e) Se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo	Não aplicável

<b>Restricted Stock Unit / Performance Stock Unit</b>	
a) Modelo de Precificação	Valor da ação da AES Corporation na bolsa de Nova Iorque na data de concessão.
b) Dados e premissas utilizadas no modelo de precificação, incluindo o preço médio ponderado das ações, preço de exercício, volatilidade esperada, prazo de vida da opção, dividendos esperados e a taxa de juros livre de risco	Não aplicável, dado que a Companhia utiliza a cotação da ação na bolsa de NY no dia de concessão.
c) Método utilizado e as premissas assumidas para incorporar os efeitos esperados de exercício antecipado	Não aplicável dado que a Companhia utiliza a cotação da ação na bolsa de NY no dia de concessão.
d) Forma de determinação da volatilidade esperada	Não aplicável dado que a Companhia utiliza a cotação da ação na bolsa de NY no dia de concessão.
e) Se alguma outra característica da opção foi incorporada na mensuração de seu valor justo	Nenhuma outra característica da ação foi incorporada na mensuração de seu valor justo.

**13.9 - Participações em ações, cotas e outros valores mobiliários conversíveis, detidas por administradores e conselheiros fiscais - por órgão**

Valores mobiliários emitidos por controladores diretos e indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum e detidos por membros da administração da Companhia em 31 de dezembro de 2015:

	Quantidade de Ações			
	ON	% ON	PN	% PN
<b>Conselho de Administração</b>	0	0	-	-
<b>Diretoria</b>	-	-	-	-
<b>Conselho Fiscal</b>	-	-	-	-

### 13.10 - Informações sobre planos de previdência conferidos aos membros do conselho de administração e aos diretores estatutários

A Companhia possui plano de previdência privada somente para os diretores estatutários.

	Diretoria Estatutária
Nº de membros	1
Nº de membros remunerados	1
Nome do plano	Metlife
Quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar	0
Condições para se aposentar antecipadamente	Na ocorrência de invalidez ou morte do participante, o saldo acumulado na conta do participante será posto a disposição do participante, beneficiários e sucessores legais, sem qualquer prazo de carência, mediante solicitação devidamente instruída na Metlife e a apresentação dos documentos previstos no regulamento.
Valor acumulado atualizado das contribuições acumuladas até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa às contribuições feitas diretamente pelos administradores.	R\$ 245.704,44
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores.	R\$ 53.126,13
Possibilidade de resgate antecipado e condições	<p>O participante poderá, após completado o prazo de, no mínimo, 60 (sessenta) dias, a contar da data de registro na Metlife da proposta de inscrição solicitar o resgate total ou parcial do valor acumulado em seu nome; ou a portabilidade total ou parcial do valor acumulado em seu nome, para outra entidade de previdência complementar, aberta ou fechada.</p> <p>O intervalo mínimo entre pedidos de resgate ou entre solicitações de portabilidade do mesmo participante, deverá ser de 60 (sessenta) dias, contados a partir da data do registro do último pedido ou solicitação.</p> <p>O resgate da conta instituidora básica e/ou suplementar seguirá a carência determinada pela Resolução CNSP 139 de 27 de dezembro de 2005, art. 56, § 4º, conforme segue: "Os recursos correspondentes a cada uma das contribuições das pessoas jurídicas no plano de previdência somente poderão ser resgatados após o período de carência de um ano civil completo, contado a partir do 1º dia útil do mês de janeiro do ano subsequente ao da contribuição.</p> <p>O participante, na hipótese de perda do vínculo empregatício ou de administração com a instituidora, terá sempre direito ao valor total dos recursos acumulados na conta Participante – básica e suplementar, acrescido de um percentual do valor acumulado na Conta Empresa – Básica, calculado de acordo com a regra abaixo.</p>

Tempo de Contribuição ao PROGRAMA	% a ser liberado sobre as CONTRIBUIÇÕES Básicas da INSTITUIDORA
Até 1 mês	0%
A Partir de 1 mês	100%

São expressamente vedados quaisquer resgates ou portabilidades para outras entidades de previdência aberta ou fechada, totais ou parciais, dos valores acumulados na conta básica instituidora, sem que antes sejam cumpridos os requisitos de *vesting*, descritos acima.

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

	Diretoria Estatutária			Conselho de Administração		
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
<b>Nº de membros</b>	7,00	6,08	7,00	6,66	6,83	6,83
<b>Nº de membros remunerados</b>	7,00	0,00	0,00	3,00	0,00	0,00
<b>Valor da maior remuneração(Reais)</b>	2.302.459,00	1.936.517,45	1.822.088,00	106.281,94	88.115,00	48.802,00
<b>Valor da menor remuneração(Reais)</b>	92.114,00	168.239,00	154.955,00	0,00	40.668,00	24.401,00
<b>Valor médio da remuneração(Reais)</b>	655.648,00	633.509,61	503.862,00	17.713,66	22.626,65	10.718,00

**Observação**

Diretoria Estatutária	
<b>31/12/2015</b>	Observações: (i) o Conselho de Administração não tem Remuneração variável (Bônus e Incentivo de Longo Prazo), nem tampouco Benefícios diretos e indiretos. (ii) Inclui Suplentes caso tenha recebido remuneração em mês específico; (iii) O valor da menor remuneração foi apurado com a exclusão de membros de órgão que exerceram o cargo por menos de 12 meses em 2015. O valor médio é o total pago no ano dividido pelo número de membros (média anual apurada mensalmente); (v) para fins do cálculo do 13.2 acima foram considerados membros suplentes que efetivamente receberam remuneração por terem participado ativamente do Conselho durante o ano.
<b>31/12/2014</b>	(i) o Conselho de Administração não tem Remuneração variável (Bônus e Incentivo de Longo Prazo), nem tampouco Benefícios diretos e indiretos. (ii) Inclui Suplentes caso tenha recebido remuneração em mês específico; (iii) O valor da menor remuneração foi apurado com a exclusão de membros de órgão que exerceram o cargo por menos de 12 meses em 2014. O valor médio é o total pago no ano dividido pelo número de membros (média anual apurada mensalmente); (v) para fins do cálculo do 13.2 acima foram considerados membros suplentes que efetivamente receberam remuneração por terem participado ativamente do Conselho durante o ano.
<b>31/12/2013</b>	(i) o Conselho de Administração não tem Remuneração variável (Bônus e Incentivo de Longo Prazo), nem tampouco Benefícios diretos e indiretos. (ii) Inclui Suplentes caso tenha recebido remuneração em mês específico; (iii) O valor da menor remuneração foi apurado com a exclusão de membros de órgão que exerceram o cargo por menos de 12 meses em 2013.

Conselho de Administração	
<b>31/12/2015</b>	Observações: (i) o Conselho de Administração não tem Remuneração variável (Bônus e Incentivo de Longo Prazo), nem tampouco Benefícios diretos e indiretos. (ii) Inclui Suplentes caso tenha recebido remuneração em mês específico; (iii) O valor da menor remuneração foi apurado considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício, pelo fato de todos os conselheiros terem exercido o cargo por menos de 12 meses (iv) o valor médio é o total pago no ano dividido pelo número de membros (média anual apurada mensalmente); (v) para fins do cálculo do 13.2 acima foram considerados membros suplentes que efetivamente receberam remuneração por terem participado ativamente do Conselho durante o ano.
<b>31/12/2014</b>	Observações: (i) o Conselho de Administração não tem Remuneração variável (Bônus e Incentivo de Longo Prazo), nem tampouco Benefícios diretos e indiretos. (ii) Inclui Suplentes caso tenha recebido remuneração em mês específico; (iii) O valor da menor remuneração foi apurado considerando as remunerações efetivamente reconhecidas no resultado do exercício, pelo fato de todos os conselheiros terem exercido o cargo por menos de 12 meses (iv) o valor médio é o total pago no ano dividido pelo número de membros (média anual apurada mensalmente); (v) para fins do cálculo do 13.2 acima foram considerados membros suplentes que efetivamente receberam remuneração por terem participado ativamente do Conselho durante o ano.
<b>31/12/2013</b>	(i) o Conselho de Administração não tem Remuneração variável (Bônus e Incentivo de Longo Prazo), nem tampouco Benefícios diretos e indiretos. (ii) Inclui Suplentes caso tenha recebido remuneração em mês específico; (iii) O valor da menor remuneração foi apurado com a exclusão de membros de órgão que exerceram o cargo por menos de 12 meses em 2013.

### **13.12 - Mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria**

Em caso de Rescisão Imotivada (por iniciativa da Companhia), o diretor estatutário terá direito ao pagamento de indenização equivalente a 6 vezes o valor de sua retirada mensal deduzindo os impostos retidos na fonte e INSS (Instituto Nacional da Seguridade Social). Em linha com a política de contratação de seguros da Companhia Brasileira de Energia (que em 31 de dezembro de 2015 foi renomeada para AES Tietê Energia S.A), contratou-se apólice de seguro de Responsabilidade Civil de Administradores (D&O), visando garantir aos administradores da Companhia Brasileira de Energia o reembolso dos valores pagos a título de indenização decorrentes de reparação de danos causados a terceiros ou à Brasileira, durante o regular exercício de suas atividades. A atual apólice de D&O está vigente até 01 de abril de 2016. Tem limite máximo de indenização de R\$ 10 milhões. A referida apólice de seguro, contratada em nome da AES Guaíba II Empreendimentos LTDA e suas controladas abrange também os executivos da AES Sul e pode ser insuficiente para garantir a indenização de eventuais danos causados a terceiros e à Companhia. Cada sociedade controlada pela AES Guaíba é responsável pelo pagamento de parte do prêmio da apólice, conforme os critérios o percentual de ativos de cada uma das empresas do grupo. Os arranjos contratuais da Companhia e apólices de seguro não preveem mecanismos de remuneração ou indenização para casos de aposentadoria.

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

Não existem partes relacionadas aos controladores diretos ou indiretos no total do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Estatutária para os últimos 3 exercícios sociais.

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

Não houve pagamento de remuneração para membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal por qualquer razão que não a função que ocupam.

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

#### Remuneração desvinculada ao exercício de função na Companhia:

A política de remuneração para o conselho de administração da Companhia acordada pelos controladores determina que somente fossem remunerados aqueles conselheiros que não fossem membros da diretoria estatutária ou não estatutária de qualquer uma das empresas do grupo de tais controladores.

#### Remuneração recebida em função de exercício de cargo na Companhia:

A AES Corporation concede opções de ações à alta administração através da outorga de instrumentos patrimoniais. Nos termos dos planos, a AES Corporation pode emitir opções de compra de ações da própria AES Corporation a seus colaboradores. No caso da Companhia, apenas seus diretores recebem referidas opções como parte de sua remuneração variável. Estas opções de ações são geralmente concedidas com base em um percentual da remuneração base do colaborador. As opções de ações têm um prazo contratual de dez anos. Em todas as circunstâncias, as opções de ações concedidas pela AES Corporation não dão direito ao seu detentor de liquidar a opção em dinheiro ou através de outros ativos da AES Corporation.

AES Corporation concede também aos colaboradores um plano de remuneração de ações restritas. Estas ações restritas são geralmente concedidas com base em um percentual do salário do colaborador. No caso da Companhia, apenas seus diretores recebem referida remuneração variável. O valor justo das ações é estimado na data de concessão, sendo o valor justo igual ao preço de fechamento das ações da AES Corporation.

#### Exercício social 2015 – remuneração recebida em função do exercício do cargo no emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	R\$ 67.911	-	R\$ 67.911
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

#### Exercício social 2014 – remuneração recebida em função do exercício do cargo no emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	R\$ 50.188	-	R\$ 50.188
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

#### Exercício social 2013 – remuneração recebida em função do exercício do cargo no emissor

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	-	R\$ 35.707,22	-	R\$ 35.707,22
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	-	-	-

#### Exercício social 2015 – demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	R\$ 6.975.226*	-	-	R\$ 6.975.226
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	-	R\$ 14.088.921**	-	R\$ 14.088.921

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

**13.15 - Remuneração de administradores e membros do conselho fiscal reconhecida no resultado de**

**controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas do emissor**  
 \*\* valor recebido por alguns dos membros da diretoria da Companhia como remuneração pelo exercício de suas funções nas empresas AES Tietê, AES Sul e na AES Uruguaiana Empreendimentos S.A. ("AES Uruguaiana")

Exercício social 2014 – demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	R\$ 5.898.744	-	-	R\$ 5.898.744
Controladas do emissor	-	-	-	-
Sociedades sob controle comum	R\$ 108.748*	R\$ 11.662.040**	-	R\$ 11.770.788

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

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

Exercício social 2013 – demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	R\$ 6.315.096*	-	-	R\$ 6.315.096
Controladas do emissor				
Sociedades sob controle comum	-	R\$ 9.698.352**	-	R\$ 9.698.352

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

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

Exercício social 2012 – demais remunerações recebidas, especificando a que título foram atribuídas

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Controladores diretos e indiretos	R\$ 8.189.618*	-	-	R\$ 8.189.618
Controladas do emissor				
Sociedades sob controle comum	-	R\$ 10.990.739**	-	R\$ 10.990.739

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

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

## 13.16 - Outras informações relevantes

### Referente ao item 13.2

Nos valores constantes do subitem "Remuneração baseada em ações", estão inclusos os diretores estatutários da Companhia. Nesta transação, a Companhia não efetuou qualquer tipo de desembolso de caixa, visto que estes instrumentos patrimoniais são concedidos diretamente pela AES Corporation aos administradores da Companhia.

O valor de Benefícios de curto prazo que consta de suas demonstrações financeiras pode ser obtido por meio da soma das linhas "Remuneração fixa anual", "Outros (Encargos)" e "Bônus" da coluna "Conselho de Administração" e "Diretoria Estatutária" das tabelas constantes do item 13.2.

Nas tabelas do item 13.2, os valores que constam na linha "Remuneração baseada em ações", se referem a pagamento feito diretamente pela AES Corporation, não havendo desembolso local, desta forma deve-se subtrair este valor do total para que se obtenha o valor pago no Brasil e possa ser feita comparação com o aprovado em AGE.

### Referente ao item 13.6

Nos valores constantes deste item estão inclusos os diretores estatutários da Companhia. Nesta transação, a Companhia não efetuou qualquer tipo de desembolso de caixa, visto que estes instrumentos patrimoniais são concedidos diretamente pela AES Corporation aos administradores da Companhia.

## 14.1 - Descrição dos recursos humanos

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

A Companhia possuía 2.355 empregados em seu quadro em 31 de dezembro de 2015, todos baseados no Estado do Rio Grande do Sul:

Quantidade empregados - próprios	2013	2014	2015
Total	1.478	1.635	2.355

Área de atuação:	2013	2014	2015
Áreas Administrativas	402	401	413
Áreas Operacionais	1.076	1.234	1.942

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

A Companhia possuía 959 profissionais terceirizados em seu quadro em 31 de dezembro de 2015, todos baseados no Estado do Rio Grande do Sul:

Quantidade empregados – Terceiros	2013	2014	2015
Total	1.312	1.372	959

### c. índice de rotatividade

Para 2015, o índice de rotatividade da Companhia foi de 9,27% Em 2014, o índice foi de 15,32%, e de 12,93% em 2013.

## **14.2 - Alterações relevantes - Recursos humanos**

A variação no quadro de colaboradores da AES SUL no ano de 2015 em relação ao ano de 2014 se deu em função de internalizações feitas na área operacional da nossa empresa. Foram incorporadas posições de eletricitistas, leituristas, podadores, além de técnicos de segurança do trabalho e técnicos de distribuição de campo.

## 14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados

### a. política de salários e remuneração variável

A Companhia considera sua política de recursos humanos como parte integrante de sua estratégia empresarial. Por meio desta política ela assegura:

- Remuneração alinhada às práticas de mercado em função do valor que agrega à organização;
- Definição de uma estrutura de cargos e salários adequada e transparente aos processos organizacionais;
- Geração de um conjunto de orientações e regras de remuneração e movimentação;
- Fornecimento de uma base de conduta para que o colaborador conheça com clareza as suas atribuições e responsabilidades; e
- Condições de atrair e reter os profissionais necessários para a Companhia por meio do alinhamento à média de mercado.

Os cargos da Companhia para fins de salário e remuneração estão classificados em diretores estatutários, executivos e demais colaboradores. Para cada grupo foram estabelecidas faixas salariais com base em pesquisas de mercado em função do valor que agrega à Companhia.

Os executivos (Gerentes, Diretores Não-Estatutários, Diretores Estatutários e o Diretor Presidente) recebem salário base e incentivo de curto prazo (bônus), pago anualmente conforme item abaixo.

Além disso, os diretores recebem incentivos de longo prazo, sendo que o diretor presidente é elegível às modalidades RSU, SO e PSU (descritas abaixo) e os demais diretores às modalidades PU e RSU.

Os salários-base dos executivos são reajustados anualmente, à mesma época do pagamento de bônus, conforme critérios e percentuais pré-estabelecidos. Os reajustes aos demais colaboradores são concedidos de forma geral com base em acordo coletivo de trabalho, celebrado com data-base no mês de novembro de cada ano.

Oferecemos aos nossos empregados Participação nos Lucros e Resultados (PLR Coletiva), assim como negociado em Acordo Coletivo de Trabalho, e PLR Individual, a qual utiliza a Avaliação de Desempenho Individual de cada colaborador para estabelecer múltiplos de salários para o público não executivo da Companhia.

### Bônus

A elegibilidade do bônus se dá apenas aos executivos e está relacionado ao desempenho individual da Companhia, de forma que a classificação no processo indicará o valor do bônus a ser concedido. Somente será concedido o bônus caso os indicadores definidos para cada categoria atinjam o mínimo determinado para cada meta.

### Incentivos de Longo Prazo

#### *Performance Units ("PU")*

Anualmente são concedidas unidades de performance para os Diretores da Companhia, correspondentes ao montante de um dólar em proporção determinada de cada salário. O valor das PUs varia conforme a política global da Companhia e o prazo de exercício é de 3 anos.

#### *Restricted Stock Units ("RSU")*

São unidades correspondentes às ações da empresa na bolsa de Nova York concedidas aos executivos da Companhia, conforme política global da Companhia. O valor inicial corresponde a um percentual do salário do executivo e o prazo de exercício é de um ano.

#### *Stock Options*

Anualmente são concedidas ações para o diretor presidente, conforme políticas de incentivos de longo prazo da Companhia e o valor inicial corresponde a um percentual de seu salário. O prazo de exercício é de um ano.

#### *Performance Stock Units*

São concedidas unidades de performance das ações para o diretor presidente, as quais variam conforme políticas globais de incentivos de longo prazo da Companhia e o valor inicial corresponde a um percentual de seu salário. O prazo de exercício é de três anos.

Os diretores estatutários e não estatutários da Companhia recebem salário base, bônus, incentivos de longo prazo conforme descritos no item 13.1.b. deste Formulário de Referência e benefícios.

### b. política de benefícios

A política de benefícios da Companhia visa a assegurar benefícios usualmente concedidos no mercado. Assim, os benefícios concedidos são:

#### *Plano de Saúde*

A Companhia mantém planos de saúde para todos os seus empregados. Os empregados da Companhia fazem jus a esse benefício a partir da data de admissão. Tais planos são contratados por meio de empresa especializada na área de saúde e possuem cobertura compatível com o praticado por outras empresas no mercado.

### **14.3 - Descrição da política de remuneração dos empregados**

#### *Assistência Odontológica*

A Companhia disponibiliza a todos os seus empregados, planos de assistência odontológica. Os empregados da Companhia fazem jus a esse benefício a partir da data de admissão. Os serviços realizados no atendimento aos empregados estão compatíveis com os tradicionalmente ofertados no mercado.

#### *Seguro de Vida*

A Companhia possui apólice de seguro de vida e acidentes pessoais que oferecem coberturas para morte natural no montante de 25 salários e de 50 salários para morte acidental com teto de R\$ 1.833.132,29 (um milhão oitocentos e trinta e três mil cento e trinta e dois reais e vinte e nove centavos). Os empregados da Companhia fazem jus a esse benefício a partir da data de admissão.

#### *Previdência Privada*

A Companhia oferece os Planos de Previdência Privada para todos os seus empregados não diretores. A Companhia efetua a contrapartida do pagamento de 100% até o valor limite determinado conforme regulamento de cada um dos planos. Os empregados da Companhia podem optar por este benefício a qualquer momento desde a admissão. Os diretores são elegíveis a outro tipo de Plano de Previdência, no qual a Companhia efetua o aporte equivalente a 1 salário nominal anual sem necessidade de contrapartida do colaborador.

#### **c. características dos planos de remuneração baseados em ações dos empregados não-administradores**

Os Diretores estatutários participam de plano de remuneração baseado em ações, conforme características descritas no item 13.4 “plano de remuneração baseado em ações do conselho de administração e diretoria estatutária em vigor” deste Formulário de Referência.

#### **14.4 - Descrição das relações entre o emissor e sindicatos**

A Companhia mantém um bom relacionamento com os sindicatos que representam seus empregados. Fato que comprova o bom relacionamento é que não houve greves no período de 2008 até 2015.

A Companhia renegocia os acordos de trabalho anualmente com os sindicatos que representam seus funcionários. O Sindicato dos Eletricitários do Rio Grande do Sul – SINERGISUL e o Sindicato dos Engenheiros do Rio Grande do Sul – SENGE-RS, são os representantes das categorias e as entidades com as quais negociamos. O acordo firmado entre a Companhia e os sindicatos está em linha com o mercado elétrico, não contendo vantagens e benefícios que destoem da prática geral do mercado, com a última negociação tendo sido realizada em novembro/2015.

## **14.5 - Outras informações relevantes**

Não há quaisquer outras informações julgadas relevantes para os fins desta seção 14 do Formulário de Referência.

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

Acionista						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
<b>Detalhamento por classes de ações (Unidades)</b>						
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
<b>CPFL Jaguariúna S.A. ("CPFL Jaguariúna")</b>						
02.150.569/0001-69	Brasileira-SP	Não	Sim	31/10/2016		
Não						
403.644	99,799730%	122.807	99,995929%	526.451	99,845429%	
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>						
810	0,200270%	5	0,004071%	815	0,154571%	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0,000000%				
<b>TOTAL</b>						
404.454	100,000000%	122.812	100,000000%	527.266	100,000000%	

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
CPFL Jaguariúna S.A. ("CPFL Jaguariúna")				02.150.569/0001-69		
CPFL COMERCIALIZAÇÃO BRASIL S.A.						
04.973.790/0001-42	Brasileira-SP	Não	Sim	30/06/2016		
Não						
1	0,000001	0	0,000000	1	0,000001	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000000				
CPFL ENERGIA S.A.						
02.429.144/0001-93	Brasileira-SP	Não	Sim	30/06/2016		
Não						
3.155.771	99,999999	0	0,000000	3.155.771	99,999999	
<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>						
3.155.772	100,000000	0	0,000000	3.155.772	100,000000	

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
CPFL COMERCIALIZAÇÃO BRASIL S.A.				04.973.790/0001-42		
CPFL ENERGIA S.A.						
02.429.144/0001-93	Brasileira-SP	Não	Não	31/12/2015		
Não						
2.998.565	100,000000	0	0,000000	2.998.565	100,000000	
Classe ação	Qtde. de ações (Unidades)	Ações %				
TOTAL	0	0.000000				
OUTROS						
0	0,000000	0	0,000000	0	0,000000	
TOTAL						
2.998.565	100,000000	0	0,000000	2.998.565	100,000000	

## 15.1 / 15.2 - Posição acionária

CONTROLADORA / INVESTIDORA						
ACIONISTA						
CPF/CNPJ acionista	Nacionalidade-UF	Participa de acordo de acionistas	Acionista controlador	Última alteração		
Acionista Residente no Exterior	Nome do Representante Legal ou Mandatário		Tipo pessoa	CPF/CNPJ		
Detalhamento de ações (Unidades)						
Qtde. ações ordinárias (Unidades)	Ações ordinárias %	Qtde. ações preferenciais (Unidades)	Ações preferenciais %	Qtde. total de ações (Unidades)	Total ações %	
CONTROLADORA / INVESTIDORA				CPF/CNPJ acionista	Composição capital social	
<b>CPFL ENERGIA S.A.</b>				<b>02.429.144/0001-93</b>		
<b>ESC Energia S.A.</b>						
15.146.011/0001-51	Brasileira-SP	Não	Sim	23/01/2017		
Não						
234.086.204	22,996641	0	0,000000	234.086.204	22,996641	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000000				
<b>OUTROS</b>						
461.749.929	45,362339	0	0,000000	461.749.929	45,362339	
<b>State Grid Brazil Power Participações S.A.</b>						
26.002.119/0001-97	Brasileira-RJ	Não	Sim	23/01/2017		
Não						
322.078.613	31,641020	0	0,000000	322.078.613	31,641020	
<b>Classe ação</b>	<b>Qtde. de ações (Unidades)</b>	<b>Ações %</b>				
TOTAL	0	0.000000				
<b>TOTAL</b>						
1.017.914.746	100,000000	0	0,000000	1.017.914.746	100,000000	

**15.1 / 15.2 - Posição acionária**

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

**15.3 - Distribuição de capital**

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

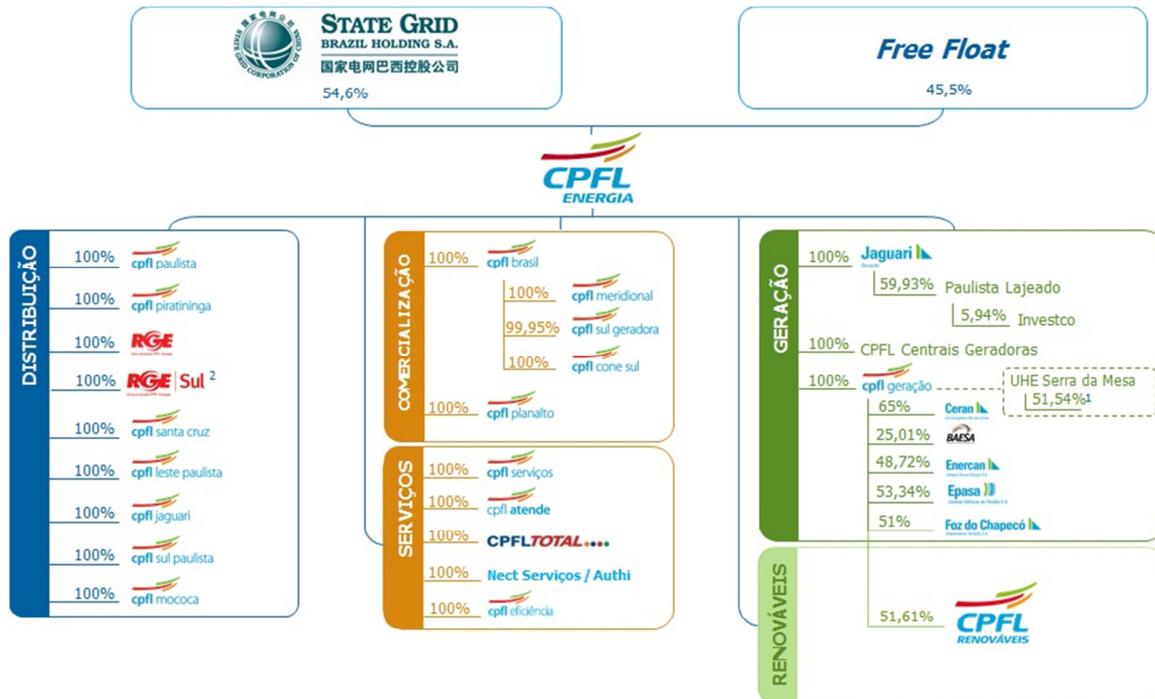
**Ações em Circulação**

*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%

## 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

**15.4 Inserir organograma dos acionistas do emissor e do grupo econômico em que se insere, indicando:**



Data base: 23/01/2017

Notas:

- (1) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, nos termos do Contrato de Compra de Energia entre a CPFL Geração e Furnas;

- (2) Participação indireta, por meio da holding CPFL Jaguariúna (100%).

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

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

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

**b. principais controladas e coligadas do emissor**

A Companhia não possui controladas e ou coligadas.

**c. participações do emissor em sociedades do grupo**

A Companhia não possui participação em outras empresas.

**d. participações de sociedades do grupo no emissor**

A participação dos acionistas no patrimônio da Companhia em 31 de outubro de 2016 está assim distribuída:

**15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico**

Acionistas	Quantidade de ações		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
CPFL Jaguariuna	403.644	122.807	526.451
Ações em tesouraria	810	5	815
<b>Total das ações</b>	<b>404.454</b>	<b>122.812</b>	<b>527.266</b>

**e. principais sociedades sob controle comum**

Apresentamos abaixo sociedades sob controle comum, controladas direta ou indiretamente pela CPFL Energia, por segmento de atuação, em 31 de outubro de 2016:

**Distribuidoras**

- ✓ Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista
- ✓ Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga
- ✓ Companhia Luz e Força Santa Cruz – CPFL Santa Cruz
- ✓ Companhia Leste Paulista de Energia – CPFL Leste Paulista
- ✓ Companhia Jaguari de Energia – CPFL Jaguari
- ✓ Companhia Sul Paulista de Energia – CPFL Sul Paulista
- ✓ Companhia Luz e Força de Mococa – CPFL Mococa
- ✓ RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. – RGE Sul

**Geradoras**

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

**Comercializadoras**

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

**Serviços**

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

**Outras**

- ✓ CPFL Jaguariúna Participação Ltda. – CPFL Jaguariúna

## 15.4 - Organograma dos acionistas e do grupo econômico

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

**15.7 - Principais operações societárias**

**15.7 Descrever os principais eventos societários ocorridas no grupo que tenham tido efeito relevante para o emissor, tais como incorporações, fusões, cisões, incorporações de ações, alienações e aquisições de controle societário, aquisições e alienações de ativos importantes, pelos quais tenham passado o emissor ou qualquer de suas controladas ou coligadas, indicando:**

- **2016**

<b>Evento</b>	<b>Alienação de controle societário da Companhia</b>
<b>Principais Condições do Negócio</b>	Com o objetivo de manter sua trajetória de crescimento no setor de energia elétrica do Brasil, reforçando a liderança no segmento de distribuição, o Grupo CPFL assinou com a AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. um acordo de aquisição integral das ações da Companhia. O acordo foi celebrado em 16 de junho de 2016 e a transação foi concluída em 31 de outubro de 2016. Conseqüentemente, a partir de 31 de outubro de 2016, data-base da aquisição, a CPFL Jaguariúna passou a deter a totalidade da participação societária direta na AES Sul, cuja razão social foi alterada para RGE Sul Distribuidora de Energia S.A., na mesma data.
<b>Sociedades Envolvidas</b>	(i) CPFL Jaguariúna (ii) AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. (iii) AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. (atual RGE Sul Distribuidora de Energia)
<b>Efeitos resultantes da operação no quadro acionário, especialmente, sobre a participação do controlador, de acionistas com mais de 5% do capital social e dos administradores da Companhia</b>	Houve alteração completa do quadro de controle da Companhia, com alienação integral das ações da AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. para a CPFL Jaguariúna. Vide item 15.1 para mais informações.
<b>Quadro societário antes e depois da operação</b>	<b>Antes:</b> <u>Controlador:</u> AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. 288.895 ações ordinárias (99,72%) e 87.964 ações preferenciais (99,99%). <u>Outros:</u> 810 ações ordinárias (0,28%) e 5 ações preferenciais (0,01%)  <b>Depois:</b> <u>Controlador:</u> CPFL Jaguariuna 289.705 ações ordinárias (100,0%) e 87.969 ações preferenciais (100,0%).
<b>Mecanismos utilizados para garantir o tratamento equitativo entre os acionistas</b>	Como a aquisição foi uma transação entre partes não relacionadas, as condições estabelecidas foram condições normais de mercado.

A Companhia não passou por eventos societários como incorporações, fusões, cisões, incorporações de ações, alienações e aquisições de controle societário, aquisições de ativos importantes nos exercícios de 2015, 2014 e 2013.

## **15.8 - Outras informações relevantes**

Todas as informações relevantes pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

## **16.1 - Descrição das regras, políticas e práticas do emissor quanto à realização de transações com partes relacionadas**

As transações com partes relacionadas da Companhia são sempre realizadas com a observância dos preços e condições usuais de mercado e, portanto, não geram qualquer benefício ou prejuízo à Companhia ou a quaisquer outras partes. Além disso, as operações realizadas pela Companhia, inclusive aquelas contratadas com partes relacionadas, são sempre amparadas pelas devidas análises prévias de suas condições e do estrito interesse da Companhia em sua realização. Nesse sentido, a Companhia negocia individualmente os contratos a serem celebrados com partes relacionadas, analisando seus termos em relação às condições praticadas no mercado, bem como as particularidades de cada operação, tais como prazos, valores, atendimento a padrões de qualidade etc.

Quando necessário, o procedimento de tomada de decisões para a realização de operações com partes relacionadas seguirá os termos da Lei das Sociedades por Ações, que determina que o acionista ou o administrador, conforme o caso, nas assembleias gerais ou nas reuniões da administração, abstenha-se de votar nas deliberações relativas: (i) ao laudo de avaliação de bens com que concorrer para a formação do capital social; (ii) à aprovação de suas contas como administrador; e (iii) a quaisquer matérias que possam beneficiá-lo de modo particular ou que seu interesse conflite com o da Companhia.

De acordo com o artigo 15, parágrafo 1º, do estatuto social da Companhia, a celebração, pela Companhia, de quaisquer contratos, acordos, transações ou associações comerciais ou arranjos de qualquer natureza, bem como suas alterações, com as sociedades controladoras diretas ou indiretas, controladas ou coligadas dessas, estão condicionadas à prévia aprovação pelo conselho de administração.

Os contratos celebrados entre partes relacionadas devem, ainda, ser submetidos à aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), que poderá impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, determinar a rescisão do contrato.

Ademais, com vistas a fortalecer e aprimorar as práticas de governança corporativa, a Companhia instituiu no ano de 2014 política interna para as transações com partes relacionadas, com projeto de divulgação futura.

No âmbito mundial do grupo AES, a Companhia segue práticas de controle e monitoramento de partes relacionadas e eventuais transações firmadas, com base em regras locais e internacionais.

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

Além disso, as regras contábeis que tratam do assunto, sobretudo a CPC 05, estabelecem que as demonstrações contábeis devam conter as divulgações necessárias para evidenciar a possibilidade de que sua posição financeira e seu resultado possam ter sido afetados pela existência de transações e saldos com partes relacionadas. Essas regras estabelecem, por exemplo, que os relacionamentos entre controladora e controladas ou coligadas devem ser divulgados independentemente de ter havido ou não transações entre essas partes relacionadas; que a entidade deve divulgar a remuneração do pessoal-chave da administração no total e para cada uma das seguintes categorias: (a) benefícios de curto prazo a empregados e administradores, (b) benefícios pós-emprego, (c) outros benefícios de longo prazo, (d) benefícios de rescisão de contrato de trabalho, e (e) remuneração baseada em ações; e que se tiver havido transações entre partes relacionadas, a entidade deve divulgar a natureza do relacionamento com as partes relacionadas, assim como informações sobre as transações e saldos existentes necessárias para a compreensão do potencial efeito desse relacionamento nas demonstrações contábeis. No mínimo, as divulgações devem incluir o montante das transações, o montante dos saldos existentes e seus termos e condições, incluindo se estão ou não com cobertura de seguro, a natureza da remuneração a ser paga; informações de quaisquer garantias dadas ou recebidas; provisão para créditos de liquidação duvidosa relacionada com o montante dos saldos existentes; e despesa reconhecida durante o período a respeito de dívidas incobráveis ou de liquidação duvidosa de partes relacionadas.

**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
AES Guaíba II Empreendimentos Ltda	31/12/2013	412.848.000,00	R\$ 412.848.000,00	Não aplicável	Não aplicável, por se tratar de pagamento de dividendos	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	a Companhia é controlada diretamente pela AES Guaíba II Empreendimentos Ltda.						
<b>Objeto contrato</b>	Dividendos a pagar referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011						
<b>Garantia e seguros</b>	Não há						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Não aplicável, por se tratar de pagamento de dividendos;						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						
<b>Especificar</b>							
AES Eletropaulo	01/12/2011	130.000,00	R\$ 15 mil	-	10 anos, com início a partir da data de aprovação da ANEEL e da entrega da posse do imóvel à sublocadora	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	a Companhia e a AES Eletropaulo são sociedades pertencentes ao mesmo grupo econômico, sendo ambas subsidiárias da The AES Corporation;						
<b>Objeto contrato</b>	sublocação de parte de imóvel comercial celebrado entre a AES Eletropaulo (Sublocadora) e a Companhia (Sublocatária). A ANEEL aprovou a operação por meio do Despacho nº 2.804/2012;						
<b>Garantia e seguros</b>	Não há						
<b>Rescisão ou extinção</b>	(i) no caso da desapropriação do "IMÓVEL" sublocado; (ii) da ocorrência de caso fortuito ou de força maior, regularmente comprovado, impeditivo da continuidade da sublocação, ocasionado a qualquer das partes; (iii) caso não sejam obtidas as aprovações da ANEEL e BNDESPAR (BNDES Participações S.A.); (iv) no caso de infração contratual de natureza grave, que impeça a continuidade desta sublocação.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						
<b>Especificar</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
AES Big Sky LLC	03/10/2007	1.195.000,00	R\$ 903 mil – informação contábil	Indeterminado.	5 anos, com renovação automática por períodos sucessivos de 1 (um) ano	NÃO	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	A AES Big Sky LLC e a Companhia são sociedades pertencentes ao mesmo grupo econômico, sendo ambas subsidiárias da AES Corporation;						
<b>Objeto contrato</b>	prestação de serviços na área de hospedagem do data center, suporte, gerenciamento e administração da Plataforma da SAP e gerenciamento de rede, manutenção e software, entre outros, bem como desempenho de determinadas tarefas, conforme solicitado pela Companhia;						
<b>Garantia e seguros</b>	Não aplicável						
<b>Rescisão ou extinção</b>	o contrato pode ser rescindido (A) pela Companhia, a seu exclusivo critério, mediante notificação por escrito à AES Big Sky LLC: (i) em caso de falência, recuperação judicial ou extrajudicial da contratada; (ii) em caso de encerramento das atividades da contratante; (iii) em caso de ocorrência evento de força maior que persista por mais de 120 dias; e (iv) se a contratante não mais precisar dos serviços contratados; e (B) pela AES Big Sky LLC, a seu exclusivo critério, mediante notificação por escrito à Companhia: (i) em caso de não pagamento do valor contratado por período superior a três meses, exceto se tal valor estiver sendo contestado; (ii) se a Companhia não cumprir com suas obrigações legais e/ou contratuais; (iii) em caso de ocorrência evento de força maior que persista por mais de 120 dias; (iv) em caso de falência, recuperação judicial ou extrajudicial da contratante; e (v) em caso de alienação de controle da Companhia.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>							
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						
<b>Especificar</b>							
AES Guaíba II Empreendimentos Ltda	31/12/2014	215.019.000,00	R\$ 215.019.000,00 (passivo circulante).	Não aplicável, por se tratar de pagamento de dividendos	Não aplicável, por se tratar de pagamento de dividendos.	SIM	0,000000
<b>Relação com o emissor</b>	a Companhia é controlada diretamente pela AES Guaíba II Empreendimentos Ltda.						
<b>Objeto contrato</b>	Dividendos a pagar referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2014, 2012, 2011 e 2010.						
<b>Garantia e seguros</b>	Não há.						
<b>Rescisão ou extinção</b>	Não aplicável.						
<b>Natureza e razão para a operação</b>	Não aplicável.						
<b>Posição contratual do emissor</b>	Devedor						

**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>Especificar</b>							

### **16.3 - Identificação das medidas tomadas para tratar de conflitos de interesses e demonstração do caráter estritamente comutativo das condições pactuadas ou do pagamento compensatório adequado**

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

A Companhia adota práticas de governança corporativa, incluindo os procedimentos do programa de Compliance da AES Brasil que se façam necessários (como exemplos: suporte às eventuais dúvidas relacionadas a situações que possam estabelecer conflito, bem como averiguações e investigações, caso tenhamos conhecimento ou informações de algo que suscite uma suspeita de conflito de interesses), além daquelas recomendadas e/ou exigidas por legislação e regulamentações.

Em complemento às boas práticas acima descritas, a AES Brasil conceitua e orienta seus colaboradores em relação ao assunto em seu Código de Conduta, além de ter entre suas políticas publicadas a Política de Conflito de Interesses, que define o que é e quando ocorre o conflito, cita exemplos e orienta seus funcionários e executivos a como se deve proceder no caso de haver uma situação que seja ou mesmo possa parecer que haja conflitos entre os interesses da companhia e os interesses pessoais de seus colaboradores.

A aprovação das operações com partes relacionadas é também submetida à aprovação dos órgãos decisórios da Companhia, conforme regras previstas no Estatuto Social da Companhia. Ademais, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, qualquer acionista ou membro do Conselho de Administração está proibido de votar em deliberação acerca de matéria em que tenha interesses conflitantes com os da Companhia.

As operações celebradas pela Companhia com partes relacionadas seguem os padrões de mercado e são amparadas pelas devidas avaliações prévias de seus termos e condições e do estrito interesse da Companhia em sua realização.

Adicionalmente, com vistas a fortalecer e aprimorar as práticas de governança corporativa, a Companhia instituiu no ano de 2014 uma política interna para transações com partes relacionadas, a qual dispõe de regras para tomadas de decisões de seus administradores e conselheiros fiscais em situações de conflito de interesses no âmbito de transações com partes relacionadas.

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

As operações da Companhia observam caráter estritamente comutativo, pois são realizadas dentro dos parâmetros de contratação estabelecidos pela ANEEL, que visam à modicidade tarifária, a estimular a expansão da oferta, a zelar pela compra eficiente e a definir mecanismos de proteção ao consumidor de energia elétrica. As operações entre partes relacionadas da Companhia são submetidas à aprovação dessa autarquia. No passado, essas operações foram realizadas dentro dos limites estabelecidos e foram devidamente aprovadas pela ANEEL.

## **16.4 - Outras informações relevantes**

Não há quaisquer outras informações relevantes para os fins desta Seção 16.

**17.1 - Informações sobre o capital social**

<b>Data da autorização ou aprovação</b>	<b>Valor do capital (Reais)</b>	<b>Prazo de integralização</b>	<b>Quantidade de ações ordinárias (Unidades)</b>	<b>Quantidade de ações preferenciais (Unidades)</b>	<b>Quantidade total de ações (Unidades)</b>
<b>Tipo de capital</b>	<b>Capital Emitido</b>				
01/12/1997	758.690.663,72	Não Aplicável	289.705	87.969	377.674
<b>Tipo de capital</b>	<b>Capital Subscrito</b>				
01/12/1997	758.690.663,72	Não Aplicável	289.705	87.969	377.674
<b>Tipo de capital</b>	<b>Capital Integralizado</b>				
01/12/1997	758.690.663,72		289.705	87.969	377.674
<b>Tipo de capital</b>	<b>Capital Autorizado</b>				
01/12/1997	1.500.000.000,00	Não Aplicável	289.705	87.969	377.674

**17.2 - Aumentos do capital social**

Data de deliberação	Orgão que deliberou o aumento	Data emissão	Valor total emissão (Reais)	Tipo de aumento	Ordinárias (Unidades)	Preferenciais (Unidades)	Total ações (Unidades)	Subscrição / Capital anterior	Preço emissão	Fator cotação
04/11/2015	Conselho de Administração	01/01/0001	29.999.392,36	Subscrição particular	6.956	2.112	9.068	2,09308421	3.308,27	R\$ por Unidade

**Critério para determinação do preço de emissão**

**Forma de integralização**

---

26/02/2016	Assembleia Geral Extraordinária da Companhia	01/01/0001	295.455.000,00	Subscrição particular	68.506	20.802	89.308	1,92791719	3.308,27	R\$ por Unidade
------------	--	------------	----------------	-----------------------	--------	--------	--------	------------	----------	-----------------

**Critério para determinação do preço de emissão**

**Forma de integralização**

---

## **17.5 - Outras informações relevantes**

Do total de ações da Companhia, 815 (oitocentas e cinco) ações estão em tesouraria, das quais 810 (oitocentas e dez) são ordinárias e 05 (cinco) são preferenciais.

**18.1 - Direitos das ações**

<b>Espécie de ações ou CDA</b>	<b>Ordinária</b>
<b>Tag along</b>	100,000000
<b>Direito a dividendos</b>	Em cada exercício social, os acionistas farão jus a um dividendo obrigatório de 25% do lucro líquido da Companhia, na forma do artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações ("Lei nº 6.404/76").
<b>Direito a voto</b>	Pleno
<b>Conversibilidade</b>	Não
<b>Direito a reembolso de capital</b>	Sim
<b>Descrição das características do reembolso de capital</b>	As ações preferenciais terão prioridade no reembolso do capital, sem direito a prêmio, no caso de liquidação da sociedade. O valor do reembolso será determinado com base no valor patrimonial constante do último balanço aprovado pela Assembleia Geral, observado o disposto no artigo 45, da Lei das Sociedades por Ações.
<b>Restrição a circulação</b>	Não
<b>Resgatável</b>	
<b>Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate</b>	
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	É necessária a aprovação de acionistas que representem metade, no mínimo, das ações com direito a voto para deliberação sobre alteração nas preferências, vantagens e condições de resgate ou amortização de uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criação de nova classe mais favorecida. Adicionalmente, a eficácia das deliberações sobre as matérias acima dependerá de prévia aprovação ou posterior ratificação, em prazo improrrogável de um ano, por titulares de mais da metade de cada classe de ações preferenciais prejudicadas, reunidos em assembleia especial convocada pelos administradores e instalada com as formalidades da Lei nº 6.404/76. Caso aprovada a matéria, terá o acionista dissidente titular de ações preferenciais o direito de retirar-se da Companhia, mediante reembolso do valor das suas ações. Ressalte-se que os acionistas titulares de ações preferenciais têm direito de voto nas deliberações a respeito da alteração de seu poder de voto restrito.
<b>Outras características relevantes</b>	Todas as características relevantes foram divulgadas nos itens acima.

---

<b>Espécie de ações ou CDA</b>	<b>Preferencial</b>
<b>Tag along</b>	0,000000
<b>Direito a dividendos</b>	As ações preferenciais conferirão a seus titulares o direito à percepção de dividendos não cumulativos, de no mínimo 6% (seis por cento) da parte do capital social integralizado própria a essa espécie de ações.
<b>Direito a voto</b>	Restrito
<b>Descrição de voto restrito</b>	Cada ação ordinária confere ao seu titular o direito a um voto nas Assembleias Gerais da Companhia. As ações preferenciais adquirirão, entretanto, pleno direito de voto para quaisquer deliberações se a Companhia deixar de pagar, por 3 exercícios consecutivos, os dividendos a que fizerem jus.
<b>Conversibilidade</b>	Não
<b>Direito a reembolso de capital</b>	Sim
<b>Descrição das características do reembolso de capital</b>	As ações preferenciais terão prioridade no reembolso do capital, sem direito a prêmio, no caso de liquidação da sociedade. O valor do reembolso será determinado com base no valor patrimonial constante do último balanço aprovado pela Assembleia Geral, observado o disposto no artigo 45, da Lei das Sociedades por Ações.
<b>Restrição a circulação</b>	Não

## 18.1 - Direitos das ações

### Resgatável

#### Hipóteses de resgate e fórmula de cálculo do valor de resgate

#### Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários

É necessária a aprovação de acionistas que representem metade, no mínimo, das ações com direito a voto para deliberação sobre alteração nas preferências, vantagens e condições de resgate ou amortização de uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criação de nova classe mais favorecida.

Adicionalmente, a eficácia das deliberações sobre as matérias acima dependerá de prévia aprovação ou posterior ratificação, em prazo improrrogável de um ano, por titulares de mais da metade de cada classe de ações preferenciais prejudicadas, reunidos em assembleia especial convocada pelos administradores e instalada com as formalidades da Lei nº 6.404/76.

Caso aprovada a matéria, terá o acionista dissidente titular de ações preferenciais o direito de retirar-se da Companhia, mediante reembolso do valor das suas ações.

Ressalte-se que os acionistas titulares de ações preferenciais têm direito de voto nas deliberações a respeito da alteração de seu poder de voto restrito.

#### Outras características relevantes

Todas as características relevantes foram divulgadas nos itens acima.

---

## **18.2 - Descrição de eventuais regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que os obriguem a realizar oferta pública**

Não existem regras estatutárias que limitem o direito de voto de acionistas significativos ou que obriguem a realização de oferta pública.

### **18.3 - Descrição de exceções e cláusulas suspensivas relativas a direitos patrimoniais ou políticos previstos no estatuto**

As ações preferenciais adquirirão pleno direito de voto se a Companhia deixar de pagar, por 3 (três) exercícios consecutivos, os dividendos a que fizerem jus.

**18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil**

<b>Valor mobiliário</b>	<b>Debêntures</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	3ª Emissão, para distribuição pública, em série única, de um total de 10 (dez) notas promissórias co
<b>Data de emissão</b>	28/05/2015
<b>Data de vencimento</b>	15/08/2021
<b>Quantidade (Unidades)</b>	95.000
<b>Valor nominal global (Reais)</b>	950.000.000,00
<b>Saldo devedor em aberto</b>	0,00
<b>Restrição a circulação</b>	Não
<b>Conversibilidade</b>	Não
<b>Possibilidade resgate</b>	Sim
<b>Hipótese e cálculo do valor de resgate</b>	<p>A Emissora poderá, a qualquer momento a partir da Data de Emissão, realizar o resgate antecipado facultativo total das Debêntures. O valor a ser pago em relação a cada uma das Debêntures objeto do Resgate Antecipado Facultativo será equivalente ao seu respectivo Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido (i) da respectiva Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Data de Emissão ou da data do pagamento da respectiva Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento do Resgate Antecipado Facultativo; (ii) dos Encargos Moratórios devidos e não pagos até a data do referido resgate, se for o caso; e (iii) exclusivamente em caso de Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Segunda, das Debêntures da Terceira e/ou das Debêntures da Quarta Série, do Prêmio (flat) que variará conforme a data do Resgate Antecipado Facultativo, observada a tabela abaixo ("Valor do Resgate Antecipado Facultativo"):</p> <p><b>PRÊMIO (%)</b></p> <p><b>FLAT DATA DO RESGATE ANTECIPADO FACULTATIVO</b></p> <p>1,50 Até o final do 1º (primeiro) ano de vigência das Debêntures</p> <p>1,25 Até o final do 2º (segundo) ano de vigência das Debêntures</p> <p>1,00 Até o final do 3º (terceiro) ano de vigência das Debêntures</p> <p>0,75 Até o final do 4º (quarto) ano de vigência das Debêntures</p> <p>0,50 Após o 4º ano de vigência das Debêntures até a Data de Vencimento</p>

**18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil**

<b>Características dos valores mobiliários de dívida</b>	<p>Valor nominal unitário de R\$10.000,00</p> <p>i) Vencimento: As Debêntures da Primeira Série terão vencimento em 26 de setembro de 2016, as Debêntures da Segunda Série, as Debêntures da Terceira Série e as Debêntures da Quarta Série terão vencimento em 15 de agosto de 2021</p> <p>ii) Vencimento Antecipado: As debêntures serão declaradas vencidas e imediatamente exigíveis, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, na ocorrência de eventos descritos no item 18.12 deste Formulário de Referência.</p> <p>i) Juros: As Debêntures farão jus ao pagamento de juros remuneratórios de CDI+ 2,40% para as Debêntures da Primeira Série, a partir do Data de Emissão até a Data de Vencimento das Debêntures da Primeira Série e de CDI+4,75% para as Debêntures da Segunda Série, as Debêntures da Terceira Série e as Debêntures da Quarta Série (i) da Data de Emissão até 02/03/2016 (Exclusive) e (ii) de CDI+ 3,75% de 02/03/16 (inclusive) até data de vencimento das debentures da Segunda Série, da Terceira Série e as da Quarta Série, base 252 dias uteis.</p> <p>iii) Garantia: com garantia adicional real</p> <p>iv) Espécie: Quirografária.</p> <p>v) Restrições: Não há restrições à distribuição de dividendos, alienação de ativos e emissão de novos valores mobiliários. Não há restrições à contratação de novas dívidas, desde que cumprido o covenant financeiro disposto no item (k) das hipóteses de vencimento antecipado descritas na Escritura de Emissão.</p> <p>vi) Agente Fiduciário: Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários</p> <p>vii) Em 31 de dezembro de 2015, o saldo em aberto devido nos termos desse contrato era de R\$ 973,9 milhões.</p>
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	<p>Nas deliberações das Assembleias Gerais de Debenturistas, a cada Debênture em Circulação caberá um voto. Exceto pelo disposto no item 10.12 da escritura, todas as deliberações a serem tomadas em Assembleia Geral de Debenturistas dependerão de aprovação de Debenturistas representando, no mínimo, (i) 75% das Debêntures em Circulação, quando se tratar de deliberações que digam respeito aos Debenturistas de todas as Séries; (ii) 75% das Debêntures em Circulação da Primeira Série, quando se tratar de deliberações que digam respeito especificamente aos Debenturistas da Primeira Série; (iii) 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação da Segunda Série, quando se tratar de deliberações que digam respeito especificamente aos Debenturistas da Segunda Série; (iv) 75% (setenta e cinco por cento) das Debêntures em Circulação da Terceira Série, quando se tratar de deliberações que digam respeito especificamente aos Debenturistas da Terceira Série; e (v) 2/3 (dois terços) das Debêntures em Circulação da Quarta Série, quando se tratar de deliberações que digam respeito especificamente aos Debenturistas da Quarta Série.</p>
<b>Outras características relevantes</b>	<p>A 3ª Emissão foi realizada com esforços restritos. Vide item 18.12 deste Formulário de Referência</p>
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>	
<b>Valor mobiliário</b>	<b>Debêntures</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	Debêntures – 4ª emissão
<b>Data de emissão</b>	20/10/2016
<b>Data de vencimento</b>	20/10/2020
<b>Quantidade (Unidades)</b>	110.000
<b>Valor nominal global (Reais)</b>	1.100.000.000,00
<b>Saldo devedor em aberto</b>	0,00
<b>Restrição a circulação</b>	Não
<b>Conversibilidade</b>	Não

**18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil**

<b>Possibilidade resgate</b>	Sim
<b>Hipótese e cálculo do valor de resgate</b>	Detalhes no item 18.12
<b>Características dos valores mobiliários de dívida</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Juros: 114,5% da CDI;</li> <li>- Garantia e, se real, descrição do bem objeto: Não há;</li> <li>- Na ausência de garantia, se o crédito é quirografário ou subordinado: Quirografário;</li> <li>- Eventuais restrições impostas ao emissor em relação: <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) à distribuição de dividendos;</li> <li>(ii) à alienação de determinados ativos;</li> <li>(iii) à contratação de novas dívidas; e</li> <li>(iv) à emissão de novos valores mobiliários: Não há;</li> </ul> </li> <li>- Agente fiduciário: Vórtx Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda</li> </ul>
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	Detalhes no item 18.12
<b>Outras características relevantes</b>	Detalhes no item 18.12
-----	
<b>Valor mobiliário</b>	<b>Debêntures</b>
<b>Identificação do valor mobiliário</b>	2ª Emissão de debêntures de simples, não-conversíveis em ações, todas nominativas e escriturais, da
<b>Data de emissão</b>	15/02/2013
<b>Data de vencimento</b>	15/08/2021
<b>Quantidade (Unidades)</b>	29.000
<b>Valor nominal global (Reais)</b>	290.000.000,00
<b>Saldo devedor em aberto</b>	0,00
<b>Restrição a circulação</b>	Não
<b>Conversibilidade</b>	Não
<b>Possibilidade resgate</b>	Sim
<b>Hipótese e cálculo do valor de resgate</b>	Resgate Antecipado Facultativo: Será permitido o resgate antecipado facultativo total das Debêntures, a exclusivo critério da Companhia, a partir do 24º (vigésimo quarto) mês a contar da Data de Emissão, mediante pagamento de prêmio de resgate incidente sobre o valor de resgate, equivalente a 0,50% (cinquenta centésimos por cento) ao ano, calculado sobre o período remanescente até a Data de Vencimento das Debêntures.

## 18.5 - Outros valores mobiliários emitidos no Brasil

<b>Características dos valores mobiliários de dívida</b>	<p>Valor nominal unitário de R\$10.000,00</p> <p>ii) Vencimento: 15/08/21. Vencimento Antecipado: As debêntures serão declaradas vencidas e imediatamente exigíveis, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, na ocorrência de eventos descritos no item 18.12 deste Formulário de Referência.</p> <p>iii) Juros: O valor nominal das debêntures não será atualizado mas farão jus (i) da Data de Emissão até 01/03/2016 (Exclusive), a uma remuneração de CDI + 1,25% , base 252 dias úteis e (ii) de 01/03/16 (inclusive) até data de vencimento das debentures a uma remuneração de CDI + 3,75% ao ano, base 252 dias uteis.</p> <p>iv) Garantia: com garantia adicional real</p> <p>v) Espécie: Quirografária.</p> <p>vi) Restrições: Não há restrições à distribuição de dividendos, alienação de ativos e emissão de novos valores mobiliários. Não há restrições à contratação de novas dívidas, desde que cumprido o covenant financeiro disposto no item (k) das hipóteses de vencimento antecipado descritas na Escritura de Emissão.</p> <p>vii) Agente Fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários cujos direitos e obrigações estão estabelecidos nos termos da escritura particular da 2ª Emissão de Debêntures. É devida ao agente fiduciário, uma remuneração a ser paga em parcelas anuais de R\$3.500,00 (três mil e quinhentos reais), sendo o primeiro pagamento devido no 5º (quinto) dia útil após a assinatura desta Escritura de Emissão, e os demais pagamentos nas mesmas datas dos anos subseqüentes. O Agente Fiduciário tem o dever de proteger os direitos e interesses dos Debenturistas, além de outros deveres previstos em lei, em ato normativo da CVM.</p> <p>viii) Em 31 de dezembro de 2015, o saldo em aberto devido nos termos desse contrato era de R\$ 303,9 milhões.</p>
<b>Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários</b>	<p>Nas deliberações das Assembleias Gerais de Debenturistas, a cada Debênture em Circulação caberá um voto, admitida a constituição de mandatário, Debenturista ou não. Qualquer alteração nas cláusulas ou condições previstas na Escritura de Emissão deverão ser aprovadas por Debenturistas que representem pelo menos 50% (cinquenta por cento) das Debêntures em Circulação.</p>
<b>Outras características relevantes</b>	<p>A 2ª Emissão foi realizada com esforços restritos de colocação.</p>
	<p>Vide item 18.12 deste Formulário de Referência</p>

---

## **18.6 - Mercados brasileiros em que valores mobiliários são admitidos à negociação**

As Debêntures são registradas para negociação no mercado secundário por meio do Cetip21 – Títulos e Valores Mobiliários (“Cetip21”), ambos administrados e operacionalizados pela CETIP S.A. – Mercados Organizados (“CETIP”), sendo a distribuição e a negociação liquidadas por meio da CETIP e as Debêntures custodiadas eletronicamente na CETIP.

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

Não aplicável

## **18.8 - Títulos emitidos no exterior**

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

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

**18.9 - Ofertas públicas de distribuição efetuadas pelo emissor ou por terceiros, incluindo controladores e sociedades coligadas e controladas, relativas a valores mobiliários do emissor****2ª Emissão de Debêntures pela Companhia**

Em 15 de fevereiro de 2013, a Companhia emitiu 29.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, todas nominativas e escriturais, da espécie sem garantia nem preferência (quirografária), em série única, com valor nominal unitário de R\$10 mil, no valor total de R\$ 290 milhões, com data de emissão em 15 de fevereiro de 2013 e vencimento final em 15 de agosto de 2021. Para mais informações, vide item 18.5 deste Formulário de Referência.

**3ª Emissão de Debêntures pela Companhia**

Em 28 de maio de 2015, a Companhia emitiu 95.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia adicional real, em quatro séries, com valor nominal unitário de R\$10 mil, no valor total de R\$ 950 milhões, com data de emissão em 28 de maio de 2015 e vencimento final em 15 de agosto de 2021. Para mais informações, vide item 18.5 deste Formulário de Referência.

**4ª Emissão de Debêntures pela Companhia**

Em 20 de outubro de 2016, a Companhia emitiu 110.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, sem garantia adicional real, de espécie quirografária, em série única, com valor nominal unitário de R\$10 mil, no valor total de R\$ 1.100 milhões, com data de emissão em 20 de outubro de 2016 e vencimento final em 20 de outubro de 2020. Para mais informações, vide item 18.5 deste Formulário de Referência.

**18.10 - Destinação de recursos de ofertas públicas de distribuição e eventuais desvios****a. como os recursos resultantes da oferta foram utilizados**

Em 15 de fevereiro de 2013, a Companhia emitiu a 2ª debenture e os recursos foram destinados a investimentos e reforço de capital de giro da Companhia.

Em 28 de maio de 2015, a Companhia emitiu a 3ª debenture e os recursos foram utilizados para liquidar antecipadamente a dívida relacionada à emissão de Cédulas de Créditos Bancários – CCBs firmada junto ao Itaú Unibanco em 28 de junho de 2006, e as CCBs firmadas em 30 março de 2015 junto a quatro bancos, sendo eles: Banco Citibank S.A (“Citibank”), Itaú Unibanco S.A (“Itaú Unibanco”), Banco Bradesco S.A (“Bradesco”), e Banco JP Morgan S.A (“JP Morgan”).

Em 20 de outubro de 2016, a Companhia emitiu a 4ª debenture e os recursos foram destinados a o refinanciamento de dívidas e para reforço de capital de giro da Companhia.

**b. se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição**

Em relação às debentures mencionadas acima, não houve desvios entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação.

**c. caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios**

Não aplicável.

### **18.11 - Descrição das ofertas públicas de aquisição feitas pelo emissor relativas a ações de emissão de terceiros**

Não aplicável.

## 18.12 - Outras informações relevantes

### 1ª Emissão de Notas Promissórias pela Companhia

Em 28 de fevereiro de 2014, a Companhia emitiu 50 notas promissórias, em série única, sob regime de garantia firme de colocação, com valor nominal unitário de R\$5 milhões, no valor total de R\$ 50 milhões, com vencimento em 23 de fevereiro de 2015 e remuneração de CDI + 1,05% aa. As respectivas notas promissórias foram totalmente liquidadas no dia 23 de fevereiro de 2015.

### 2ª Emissão de Notas Promissórias pela Companhia

Em 03 de outubro de 2014, a Companhia emitiu 180 notas promissórias, em série única, sob regime de garantia firme de colocação, com valor nominal unitário de R\$1 milhão, no valor total de R\$180 milhões, com vencimento em 1º de abril de 2015 e remuneração de 115% do CDI. As respectivas notas promissórias foram totalmente liquidadas no dia 31 de março de 2015.

### 3ª Emissão de Notas Promissórias pela Companhia

Em 23 de fevereiro de 2015, a Companhia emitiu 50 notas promissórias, em série única, sob regime de garantia firme de colocação, com valor nominal unitário de R\$5 milhões, no valor total de R\$50 milhões, com vencimento em 23 de junho de 2015 e remuneração de CDI + 1,35%. As respectivas notas promissórias foram totalmente liquidadas no dia 23 de junho de 2015.

### 4ª Emissão de Notas Promissórias pela Companhia

Em 23 de junho de 2015, a Companhia emitiu 10 notas promissórias, em série única, sob regime de garantia firme de colocação, com valor nominal unitário de R\$5 milhões, no valor total de R\$50 milhões, com vencimento em 21 de dezembro de 2015 e remuneração de CDI + 2,40%. As respectivas notas promissórias foram totalmente liquidadas no dia 21 de dezembro de 2015.

## Complemento ao Item 18.5

### 2ª Emissão de Debêntures

#### Vencimento antecipado

As obrigações decorrentes das Debêntures poderão ser declaradas antecipadamente vencidas e imediatamente exigíveis, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, na ciência da ocorrência dos eventos estabelecidos abaixo (cada evento, um "Evento de Inadimplemento"):

(a) pedido de recuperação judicial ou submissão aos credores de pedido de negociação de plano de recuperação extrajudicial, formulado pela Emissora; (b) extinção, liquidação, dissolução, insolvência, pedido de autofalência, pedido de falência não elidido no prazo legal ou decretação de falência da Emissora; (c) falta de pagamento, pela Emissora, do principal e/ou da Remuneração das Debêntures nas respectivas datas de vencimento, não sanadas no prazo de 2 (dois) dias úteis contados das respectivas datas de vencimento; (d) término, extinção ou transferência da concessão da Emissora para a exploração de serviços de distribuição de energia; (e) declaração de vencimento antecipado de qualquer dívida e/ou obrigação da Emissora, em valor individual ou global superior ao equivalente em reais a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos); (f) falta de cumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão e no Contrato de Cessão Fiduciária, dentro de um prazo de 30 (trinta) dias, contados a partir da notificação do Agente Fiduciário a respeito do descumprimento; (g) alteração do controle acionário da Emissora que não resulte na AES Corporation como controlador (direta ou indiretamente) da Emissora; (h) cisão, fusão ou incorporação envolvendo a Emissora, para a qual (i) não tenha sido obtida a anuência prévia dos Debenturistas reunidos em assembleia geral específica; ou (ii) que não tenha sido assegurado o resgate das Debêntures para Debenturistas dissidentes, nos termos do §1º do artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações; (i) declaração de dividendos acima do mínimo obrigatório, caso a razão Dívida Líquida Financeira Acrescida de Dividendos pelo EBTIDA seja superior a 2,5 vezes, com base nas últimas

## 18.12 - Outras informações relevantes

demonstrações financeiras da Emissora publicadas, sendo certo que, para os fins desta Cláusula, “Dívida Líquida Financeira Acrescida de Dividendos pelo EBTIDA” significa a Dívida Líquida Financeira da Emissora, acrescida dos dividendos que a Emissora tenha intenção de declarar a qualquer momento;

(j) protesto legítimo de títulos contra a Emissora, ainda que na condição de garantidora, cujo valor individual ou global ultrapasse o equivalente em reais a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos) salvo se no prazo de 5 (cinco) dias úteis contados do referido protesto (i) a Emissora tiver comprovado que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro, (ii) for cancelado, (iii) tiver sido apresentada garantia em juízo e aceita pelo Poder Judiciário, (iv) a Emissora tiver apresentado comprovante de pagamento dos respectivos títulos protestados, ou ainda (iii) tiver a sua exigibilidade suspensa por decisão judicial; (k) decisão judicial transitada em julgado ou arbitral definitiva, de natureza condenatória, contra a Emissora, cujo valor total ultrapasse o equivalente em reais a US\$25.000.000,00 (vinte e cinco milhões de dólares norte-americanos) desde que a Emissora não comprove ao Agente Fiduciário, no prazo de 30 (trinta) dias úteis contados a partir da data indicada para o pagamento em referida decisão, o pagamento, do referido valor total; (l) transformação do tipo societário da Emissora; (m) comprovação da inveracidade de qualquer declaração feita pela Emissora nesta Escritura de Emissão que afete de forma adversa e relevante as Debêntures; (n) não-manutenção pela Emissora por 2 (dois) trimestres consecutivos, dos seguintes índices e limites financeiros, verificados trimestralmente pelo Agente Fiduciário, a serem calculados pela Emissora, e apurados e revisados trimestralmente pelos auditores independentes contratados pela Emissora, com base nas informações financeiras consolidadas da Emissora, ao final de cada trimestre, a partir de 31 de março de 2017, observado que, não haverá verificação de índices e limites financeiros com relação às informações financeiras relativas aos trimestres encerrados em 31 de março de 2016, 30 de junho de 2016, 30 de setembro de 2016 e 31 de dezembro de 2016 e apresentados pela Emissora ao Agente Fiduciário em até 15 (quinze) dias corridos após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude desta Escritura de Emissão:

(i) O índice obtido pela divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA não poderá ser superior a (a) 4,0 (quatro) vezes, para o trimestre encerrado em 31 de março de 2017; (b) 3,75 (três inteiros e setenta e cinco centésimos) vezes, para os trimestres encerrados em 30 de junho de 2017 e em 30 de setembro de 2017; (c) 3,50 (três inteiros e cinquenta centésimos) vezes para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017 e para o trimestre encerrado em 31 de março de 2018; (d) 3,25 (três inteiros e vinte e cinco centésimos) vezes para os trimestres encerrados em 30 de junho de 2018 e 30 de setembro de 2018; e (e) 3,0 (três) vezes para os demais períodos a partir do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 até a Data de Vencimento das Debêntures.

Onde:

“Dívida Líquida Financeira” significa a dívida da Emissora de acordo com o resultado trimestral contábil mais recente menos o caixa e aplicações financeiras;

“Dívida” significa o somatório de (a) todas as obrigações da Emissora por fundos tomados em empréstimo ou em relação a depósitos ou adiantamento de qualquer tipo; (b) todas as obrigações da Emissora evidenciadas por títulos, debêntures, notas, contratos derivativos (e que não sejam celebrados para fim de proteção de flutuação de taxas de juros, moedas, inflação ou preço de energia), ou instrumentos similares; (c) todas as dívidas de terceiros garantidas por (ou em relação a qual o titular da dívida tenha um direito, seja condicional ou não, de ser garantido) qualquer ônus sobre bens detidos ou adquiridos pela Emissora, tenha ou não a dívida garantida sido assumida; (d) todas as obrigações relativas a arrendamentos mercantis da Emissora; (e) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora na qualidade de parte de cartas de crédito, cartas de garantia e/ou avais; e (f) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora em relação a aceites bancários, excluindo-se (i) empréstimos setoriais compulsórios (“Empréstimos Compulsórios”), (ii) empréstimos concedidos pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás (“Empréstimos Eletrobrás”); (iii) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada; e (iv) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das

## 18.12 - Outras informações relevantes

distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa.

“EBITDA” significa o somatório dos últimos doze meses (i) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Emissora na linha “Resultado Operacional” (excluindo as receitas e despesas financeiras), (ii) todos os montantes de depreciação e amortização, (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificado na conta de “custo de operação”, e (iv) os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), desde que não incluídos no resultado operacional acima.

(ii) O índice obtido da divisão entre EBITDA (conforme definido na Escritura de Emissão) pelo Resultado Financeiro (conforme definido na Escritura de Emissão) não poderá ser inferior a 1,75 (um inteiro e setenta e cinco centésimos) vezes.

Onde:

“Despesas Financeiras” significam as despesas da Emissora em qualquer período dos últimos 12 (doze) meses, relacionadas ao total de juros incidentes no montante da dívida a pagar em tal período, incluindo comissões, descontos, honorários e despesas derivadas de letras de crédito e de aceite de financiamentos a medida que tais financiamentos constituam Dívida (conforme definido abaixo). As despesas financeiras excluem aquelas relacionadas (i) aos Empréstimos Compulsórios (conforme definido abaixo) e (ii) aos Empréstimos Eletrobrás (conforme definido abaixo), desde que a Emissora esteja atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades.

“Receita Financeira” significa as receitas da Emissora (e de qualquer pessoa jurídica na qual a Emissora venha a deter participação societária e por isso deva ser considerada pela Emissora na elaboração de suas demonstrações financeiras consolidadas, na forma da legislação e regulamentação em vigor) em qualquer período, relacionadas ao total de juros recebidos nesse período, excetuando, em todo caso, os valores recebidos a título de variação cambial nos preços de compra da energia oriunda da hidrelétrica de Itaipu.

“Resultado Financeiro”: é o valor resultante da Despesa Financeira subtraída a Receita Financeira.

(o) se as obrigações da Emissora, decorrentes da presente Escritura de Emissão deixarem de concorrer pelo menos “pari passu” com todas as demais dívidas da Emissora que tenham garantias da mesma natureza da Cessão Fiduciária constituída no âmbito da Emissão, presentes e futuras;

(p) se a Emissora prometer, ceder ou transferir suas obrigações decorrentes desta Escritura de Emissão, total ou parcialmente, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas;

(q) celebração de contratos de mútuo, pela Emissora, em valor individual ou agregado superior a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais), com quaisquer sociedades, nacionais ou estrangeiras, integrantes do seu grupo econômico (intercompany loans) sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas, exceto se o pagamento de principal, juros e demais encargos for inteiramente subordinado ao pagamento da dívida objeto desta Escritura de Emissão;

(r) alienar, vender (mesmo que sob a forma de “salesback”), transmitir ou transferir toda e qualquer parte de seus ativos, exceto nos seguintes casos: (i) para ativos imobilizados cujo valor unitário ou agregado total não ultrapasse o montante total de R\$40.000.000,00 (quarenta milhões de reais); (ii) se o produto da alienação, venda ou transmissão for utilizado para o Resgate Antecipado ou para a Amortização Extraordinária Facultativa; e (iii) com relação aos recebíveis dos serviços de distribuição de energia, caso eles sejam alienados no âmbito de contratos de compra e venda de energia, ou na celebração de eventuais contratos de financiamento com o BNDES; e

(s) falta de cumprimento pela Emissora da obrigação de depósito, na Conta Reserva, dos recursos equivalentes a 50% (cinquenta por cento) da próxima parcela vincenda de cada pagamento da Amortização Programada e/ou da Remuneração, não sanado no prazo de até 1 (um) Dia Útil da data em que tal depósito deveria ter sido realizado, nos termos do Contrato de Cessão Fiduciária.

## 18.12 - Outras informações relevantes

### Resgate Antecipado Facultativo

A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar, a partir do 24º (vigésimo quarto) mês a contar da Data de Emissão, o resgate antecipado total das Debêntures em Circulação (“Resgate Antecipado”). A Emissora realizará o Resgate Antecipado das Debêntures por meio de comunicação escrita ao Agente Fiduciário e de publicação de aviso aos Debenturistas, a ser realizada na forma prevista no item 4.11 desta Escritura, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis (“Comunicação de Resgate Antecipado”), a qual deverá descrever os termos e condições do Resgate Antecipado, incluindo: (i) o número de Debêntures a serem resgatadas e o valor previsto do Resgate Antecipado, que corresponderá ao pagamento do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures a serem resgatadas, acrescido (a) da Remuneração devida e ainda não paga até a data do Resgate Antecipado, calculada os termos do item 4.2.2 desta Escritura; e (b) do valor do prêmio de resgate incidente sobre o valor de resgate, equivalente a 0,50% (cinquenta centésimos por cento) ao ano, calculado sobre o período remanescente até a Data de Vencimento das Debêntures; (ii) a data efetiva para o resgate das Debêntures e pagamento aos Debenturistas; e (iii) demais informações necessárias à operacionalização do Resgate Antecipado.

A CETIP deverá ser comunicada da realização do Resgate Antecipado com, no mínimo, 2 (dois) dias úteis de antecedência. Sem prejuízo da Comunicação de Resgate Antecipado, o Banco Liquidante e Escriurador deverá receber a comunicação formal no dia anterior a data do Resgate Antecipado, contendo: (i) o valor efetivo do Resgate Antecipado, que corresponderá ao pagamento do Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido (a) da Remuneração devida e ainda não paga até a data do Resgate Antecipado, calculada nos termos do item 4.2.2 desta Escritura; e (b) do valor do prêmio de resgate incidente sobre o valor de resgate, equivalente a 0,50% (cinquenta centésimos por cento) ao ano, calculado sobre o período remanescente até a Data de Vencimento das Debêntures; (ii) a data efetiva para o resgate das Debêntures e pagamento aos Debenturistas; e (iii) demais informações necessárias à operacionalização do Resgate Antecipado.

O valor a ser pago aos Debenturistas a título de Resgate Antecipado (“Valor de Resgate”) será equivalente ao Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido da Remuneração devida e ainda não paga até a data do Resgate Antecipado, calculada nos termos do item 4.2.2 desta Escritura, sendo devido, adicionalmente, pela Emissora aos Debenturistas, um prêmio, incidente sobre o Valor de Resgate, equivalente a 0,50% (cinquenta centésimos por cento) ao ano, calculado sobre o período remanescente até a Data de Vencimento das Debêntures, apurado conforme a fórmula a seguir:

$$\text{Prêmio} = P \times (\text{DU}) \times \text{PU}$$

252

Onde:

P = 0,50% (cinquenta centésimos por cento);

DU = número de dias úteis contados a partir da data do Resgate Antecipado até a Data do Vencimento;

PU = Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido da Remuneração, devida e não paga até a data do Resgate Antecipado, calculada pro rata temporis, desde a Data de Emissão ou Data de Pagamento da Remuneração, imediatamente anterior, o que ocorreu por último, até a data do Resgate Antecipado.

Uma vez exercida pela Emissora a opção de Resgate Antecipado, esta tornar-se-á obrigatória: a todos os Debenturistas.

As Debêntures resgatadas antecipadamente serão obrigatoriamente canceladas pela Emissora.

O pagamento das Debêntures resgatadas antecipadamente por meio do Resgate Antecipado será feito: (i) por meio dos procedimentos adotados pela CETIP, para as Debêntures registradas no

## 18.12 - Outras informações relevantes

Cetip21, conforme as Debêntures estejam custodiadas na CETIP, e/ ou (ii) mediante depósito em contas correntes indicadas pelos Debenturistas, a ser realizado pelo Banco Liquidante e Escriturador, no caso de titulares das Debêntures que não estejam custodiadas na CETIP.

### 3ª Emissão de Debêntures

#### Vencimento antecipado

7.1 Observado o disposto nos itens 7.2 e 7.3 abaixo, o Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações constantes desta Escritura de Emissão e exigir o imediato pagamento, pela Emissora, do Valor Nominal Unitário acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis, entre a Data de Emissão até a data do efetivo pagamento, sem prejuízo do pagamento dos Encargos Moratórios, quando for o caso e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, independentemente de aviso, interpelação ou notificação, judicial ou extrajudicial na ciência da ocorrência das hipóteses descritas nos itens 7.1.1 e 7.1.2 abaixo (cada uma, um “Evento de Vencimento Antecipado”):

7.1.1 Constituem Eventos de Vencimento Antecipado que acarretam o vencimento automático das obrigações decorrentes desta Escritura de Emissão, aplicando-se o disposto no item 7.2 abaixo:

- (a) pedido de recuperação judicial ou submissão aos credores de pedido de negociação de plano de recuperação extrajudicial, formulado pela Emissora ou pela AES Guaíba;
- (b) extinção, liquidação, dissolução, insolvência, pedido de autofalência, pedido de falência não elidido no prazo legal ou decretação de falência da Emissora ou da AES Guaíba;
- (c) falta de pagamento, pela Emissora do Valor Total da Emissão e /ou da Remuneração, nas respectivas datas de vencimento previstas nesta Escritura de Emissão, não sanadas no prazo de 1 (um) Dia Útil contado das respectivas datas de vencimento;
- (d) transformação do tipo societário da Emissora e/ou perda e/ou o cancelamento do registro de companhia aberta da Emissora perante a CVM;
- (e) questionamento judicial, pela Emissora, pela AES Guaíba, por qualquer de suas controladoras e/ou controladas, desta Escritura de Emissão, dos Contratos de Garantias ou se for verificada a invalidade, nulidade ou inexecutabilidade desta Escritura de Emissão e/ou dos Contratos de Garantias;
- (f) alteração do controle acionário da Emissora (conforme definição de controle prevista no artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações que não resulte na AES Corporation como controladora direta ou indireta da Emissora, exceto se aprovada pelos Debenturistas;
- (g) cisão, fusão ou incorporação (incluindo incorporação de ações) envolvendo a Emissora, para a qual não tenha sido obtida a anuência prévia dos Debenturistas;
- (h) se houver alteração do objeto social da Emissora de forma a alterar as suas atividades preponderantes, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas;
- (i) redução de capital social da Emissora, exceto se a operação tiver sido previamente aprovada pelo Debenturistas, conforme disposto no artigo 174, parágrafo 3º, da Lei das Sociedades por Ações, ou se realizada para absorção de prejuízo;
- (j) falta de cumprimento pela Emissora da obrigação de depósito, na Conta Reserva, dos recursos equivalentes a 50% (cinquenta por cento) da próxima parcela vincenda de cada pagamento da Amortização Programada e/ou da Remuneração, não sanado no prazo de até 1 (um) Dia Útil da data em que tal depósito deveria ter sido realizado, nos termos do Contrato de Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios e Contas Vinculadas;
- (k) declaração de dividendos acima do mínimo obrigatório, caso a razão Dívida Líquida Financeira Acrescida de Dividendos pelo Ebitda seja superior a 2,5x, com base nas últimas demonstrações

## 18.12 - Outras informações relevantes

financeiras da Emissora publicadas, sendo certo que, para os fins desta alínea, “Dívida Líquida Financeira Acrescida de Dividendos” significa a Dívida Líquida Financeira da Emissora acrescida dos dividendos que a Emissora tenha intenção de declarar a qualquer momento;

(l) se a Emissora utilizar os recursos líquidos obtidos com a presente Emissão para fins adversos do previsto nesta Escritura de Emissão;

(m) caso a Emissora pague dividendos em desacordo com o estabelecido no Contrato de Penhor de Ações;

(n) se a Emissora prometer, ceder ou transferir suas obrigações decorrentes desta Escritura de Emissão, total ou parcialmente, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas;

(o) celebração de contratos de mútuo pela Emissora, em valor individual ou agregado superior a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais), com quaisquer sociedades, nacionais ou estrangeiras, integrantes do seu grupo econômico (intercompany loans) sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas, exceto se o pagamento de principal, juros e demais encargos for inteiramente subordinado ao pagamento da dívida objeto desta Escritura de Emissão;

(p) se houver qualquer alteração da composição do capital social da Emissora, mediante: (i) emissão de novas ações, de bônus de subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou de partes beneficiárias, em todos os casos, sem observância das restrições impostas no Contrato de Penhor de Ações; (ii) outorga de opção de compra de quaisquer desses títulos; (iii) criação de nova espécie ou classe de ações, sem que permaneça inalterado o percentual de participação da AES Guaíba no capital votante e no capital social total da Emissora; e (iv) quaisquer hipóteses que possam acarretar o direito de recesso ao acionista dissidente, que não tenham recebido tratamento específico nesta Cláusula 7, salvo se em todos os casos descritos nos subitens (i) a (iv) desta alínea, houver concordância prévia dos Debenturistas e forem observadas e cumpridas pela Emissora as obrigações estabelecidas no Contrato de Penhor de Ações;

(q) protesto de títulos contra a Emissora, ainda que na condição de garantidora, cujo valor individual ou global ultrapasse o montante total de R\$20.000.000,00 (vinte milhões de reais), salvo se (i) no prazo de 5 (cinco) Dias Úteis da notificação de protesto a Emissora tiver comprovado que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro, (ii) for cancelado, ou ainda (iii) tiver a sua exigibilidade suspensa por decisão judicial;

(r) não renovação, cancelamento, revogação, intervenção ou suspensão, bem como término antecipado ou transferência a terceiro, do Contrato de Concessão n.º 12/1997 - DNAEE, para distribuição de energia elétrica, celebrado entre a União, a Emissora e a AES Guaíba, em 06 de novembro de 1997, conforme aditado de tempos em tempos, desde que tal situação persista por mais de 30 (trinta) dias;

(s) decisão(ões) judicial(is) transitada(s) em julgado ou arbitral definitiva, de natureza condenatória, contra a Emissora, cujo valor unitário ou agregado total ultrapasse(m) o montante total de R\$20.000.000,00 (vinte milhões de reais), desde que a Emissora não comprove ao Agente Fiduciário o pagamento do referido valor total, nos prazos e termos estabelecidos em referida decisão judicial transitada em julgado ou decisão arbitral definitiva;

(t) credenciar qualquer instituição financeira ou prestadora de serviços para arrecadar direitos de crédito e recebíveis de usuários pelos serviços de distribuição de energia elétrica que não tenha concordado com a notificação dos Anexos II ou III Contrato de Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios e Contas Vinculadas, conforme o caso;

(u) criar, sem prévia autorização dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário, novas contas de centralização além das Contas Centralizadoras (conforme definidas no Contrato de Cessão Fiduciária de Direitos Creditórios e Contas Vinculadas); e

(v) ocorrência ou existência de um inadimplemento, evento de inadimplemento, ou qualquer outra condição ou evento (de qualquer forma descritos) pela Emissora, nos termos de um ou mais acordos financeiros ou instrumentos financeiros, que resulte ou possa resultar no vencimento

## 18.12 - Outras informações relevantes

antecipado de qualquer obrigação da Emissora ou possa tornar exigível antes do tempo qualquer obrigação que valor individual ou agregado igual ou superior ao montante total de R\$20.000.000,00 (vinte milhões de reais).

7.1.2 Constituem Eventos de Vencimento Antecipado que podem acarretar o vencimento das obrigações decorrentes das Debêntures, aplicando-se o disposto no item 7.3 abaixo, qualquer dos eventos previstos em lei e/ou qualquer dos seguintes Eventos de Inadimplemento:

(a) não obtenção, não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão das autorizações, concessões, alvarás e licenças necessárias para a execução de seu objeto social, conforme descrito no estatuto social da Emissora, salvo aquelas que estejam em processo de renovação e desde que o pedido de renovação tenha sido realizado dentro dos prazos regulamentares e de acordo com a legislação aplicável;

(b) o não pagamento de tributos ou quaisquer outros valores cobrados por entidades governamentais, exceto quando tais tributos ou valores sejam contestados de boa-fé pelos procedimentos legais apropriados e tenham sua exigibilidade suspensa nos termos da Lei n.º 5.172, de 25 de Outubro de 1966, conforme alterado (“Código Tributário Nacional”) ou da regulamentação vigente aplicável a cada caso;

(c) ato de qualquer autoridade governamental com o objetivo de sequestrar, expropriar, nacionalizar, desapropriar ou de qualquer modo adquirir, compulsoriamente, a totalidade ou parte substancial dos ativos da Emissora;

(d) onerar, empenhar ou dar em garantia todo ou parte material de seus ativos permanentes;

(e) falta de cumprimento pela Emissora de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão e/ou nos Contratos de Garantias relacionados à presente Emissão e às Garantias, incluindo, mas sem limitação à substituição e reforço das Garantias, nos termos dos Contratos de Garantias, dentro de um prazo de 15 (quinze) dias contados da data de comunicação do referido descumprimento: (i) pela Emissora ao Agente Fiduciário; ou (ii) pelo Agente Fiduciário à Emissora, dos dois o que ocorrer primeiro, sendo que esse prazo não se aplica às obrigações para as quais tenha sido estipulado prazo específico;

(f) se a Emissora ou a AES Guaíba sofrerem procedimento judicial ou extrajudicial que afete qualquer das Garantias prestadas, conforme aplicável;

(g) as declarações e garantias prestadas pela Emissora e pela AES Guaíba nesta Escritura de Emissão, nos Contratos de Garantias e/ou em outros instrumentos a eles relacionados, revelarem-se incorretas, incompletas, omissas, enganosas, inverídicas, inconsistentes e/ou imprecisas;

(h) se as obrigações da Emissora decorrentes da presente Escritura de Emissão deixarem de concorrer pelo menos “pari passu” com todas as demais dívidas da Emissora que tenham garantias da mesma natureza das Garantias outorgadas na presente Emissão, presentes e futuras;

(i) alienar, vender (mesmo sob a forma de “sale leaseback”), transmitir ou transferir toda e qualquer parte de seus ativos, exceto nos seguintes casos: (i) para ativos imobilizados cujo valor unitário ou agregado total não ultrapasse o montante total de R\$40.000.000,00 (quarenta milhões de reais); (ii) se o produto da alienação, venda ou transmissão for utilizado para o Resgate Antecipado Facultativo ou para a Amortização Extraordinária Facultativa das Debêntures e (iii) com relação aos recebíveis dos serviços de distribuição de energia elétrica, caso eles sejam alienados no âmbito de contratos de compra e venda de energia, ou na celebração de eventuais contratos de financiamento com o BNDES;

(j) não-manutenção pela Emissora por 2 (dois) trimestres consecutivos, dos seguintes índices e limites financeiros, verificados trimestralmente pelo Agente Fiduciário, a serem calculados pela Emissora, e apurados e revisados trimestralmente pelos auditores contratados pela Emissora, com base nas informações financeiras consolidadas da Emissora, ao final de cada trimestre, a partir de 31 de março de 2017 e, observado que, não haverá verificação de índices e limites financeiros com relação às informações financeiras relativas aos trimestres encerrados em 31 de março de 2016,

## 18.12 - Outras informações relevantes

30 de junho de 2016, 30 de setembro de 2016 e 31 de dezembro de 2016, apresentados pela Emissora ao Agente Fiduciário em até 15 (quinze) dias corridos após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude desta Escritura de Emissão:

(i) O índice obtido pela divisão da Dívida Líquida Financeira pelo EBITDA (conforme definidos na Escritura de Emissão) não poderá ser superior a (a) 4,0 (quatro) vezes, para o trimestre encerrado em 31 de março de 2017; (b) 3,75 (três inteiros e setenta e cinco centésimos) vezes, para os trimestres encerrados em 30 de junho de 2017 e em 30 de setembro de 2017; (c) 3,50 (três inteiros e cinquenta centésimos) para os trimestres encerrados em 31 de dezembro de 2017 e em 31 de março de 2018; (d) 3,25 (três inteiros e vinte e cinco centésimos) vezes para os trimestres encerrados em 30 de junho de 2018 e 30 de setembro de 2018; e (e) 3,0 (três) vezes para os demais trimestres, a partir do trimestre encerrado em 31 de dezembro de 2018 (inclusive) até as Datas de Vencimento.

Onde:

“Dívida Líquida Financeira” significa a Dívida da Emissora de acordo com o resultado trimestral contábil mais recente menos o caixa e aplicações financeiras.

“Dívida” significa o somatório de (a) todas as obrigações da Emissora por fundos tomados em empréstimo ou em relação a depósitos ou adiantamento de qualquer tipo, (b) todas as obrigações da Emissora evidenciadas por títulos, debêntures, notas, ou instrumentos similares; (c) todas as obrigações ou direitos da Emissora evidenciados por contratos de derivativos, (d) todas as dívidas de terceiros garantidas por (ou em relação a qual o titular da dívida tenha um direito, seja condicional ou não, de ser garantido) qualquer ônus sobre bens detidos ou adquiridos pela Emissora, tenha ou não a dívida garantida sido assumida; (e) todas as obrigações relativas a arrendamentos mercantis da Emissora; (f) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora na qualidade de parte de cartas de crédito, cartas de garantia e/ou avais; (g) todas as obrigações, condicionais ou não, da Emissora em relação a aceites bancários, excluindo-se (1) empréstimos setoriais compulsórios (“Empréstimos Compulsórios”), (2) empréstimos concedidos pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás (“Empréstimos Eletrobrás”); (3) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada; e (4) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens “1” e “2” acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades;

“EBITDA” significa o somatório dos últimos doze meses (a) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Emissora na linha “Resultado Operacional” (excluindo as receitas e despesas financeiras); (b) todos os montantes de depreciação e amortização; (iii) todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificada na conta de “custo de operação”, e (c) os ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (“ANEEL”), desde que não incluídos no resultado operacional acima;

(ii) O índice obtido da divisão entre EBITDA (conforme definido acima) pelo Resultado Financeiro (conforme abaixo definido) não poderá ser inferior a 1,75 vezes.

“Resultado Financeiro” é o valor resultante da Despesa Financeira subtraída a Receita Financeira.

“Despesas Financeiras” significa as despesas da Emissora em qualquer período dos últimos 12 meses, relacionadas ao total de juros incidentes no montante da dívida a pagar em tal período, incluindo comissões, descontos, honorários e despesas derivadas de letras de crédito e de aceite de financiamentos à medida que tais financiamentos constituam Dívida. As despesas financeiras excluem aquelas relacionadas a (a) Empréstimos Compulsórios, (b) Empréstimos Eletrobrás, (c) todas as obrigações relativas a planos de previdência privada, e (d) empréstimos concedidos por entidades governamentais a fim de neutralizar os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras

## 18.12 - Outras informações relevantes

causados pelas variações nos ativos e passivos regulatórios não reconhecidos na tarifa. As exclusões mencionadas nos itens “a” e “b” acima somente serão aplicadas se a Emissora estiver atuando como agente repassador dos Empréstimos Compulsórios e dos Empréstimos Eletrobrás para outras entidades;

“Receita Financeira” significa as receitas da Emissora em qualquer período, relacionadas ao total de juros recebidos nesse período, excetuando, em todo caso, os valores recebidos a título de variação cambial nos preços de compra da energia oriunda da hidrelétrica de Itaipu.

### Resgate Antecipado Facultativo

A Emissora poderá, a qualquer momento a partir da Data de Emissão, realizar o resgate antecipado facultativo total das Debêntures (“Resgate Antecipado Facultativo”).

A Emissora deverá comunicar os Debenturistas, o Agente Fiduciário, o Banco Liquidante da Emissão, a CETIP e Escriturador Mandatário acerca da realização do Resgate Antecipado Facultativo, com, no mínimo, 2 (dois) Dias Úteis de antecedência. Tal comunicado deverá conter os termos e condições do Resgate Antecipado Facultativo, que incluem, mas não se limitam (i) a data do Resgate Antecipado Facultativo; (ii) menção ao Valor do Resgate Antecipado Facultativo (conforme abaixo definido); e (iii) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização do Resgate Antecipado Facultativo (“Comunicação de Resgate”).

O valor a ser pago em relação a cada uma das Debêntures objeto do Resgate Antecipado Facultativo será equivalente ao seu respectivo Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido (i) da respectiva Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Data de Emissão ou da data do pagamento da respectiva Remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento do Resgate Antecipado Facultativo; (ii) dos Encargos Moratórios devidos e não pagos até a data do referido resgate, se for o caso; e (iii) exclusivamente em caso de Resgate Antecipado Facultativo das Debêntures da Segunda, das Debêntures da Terceira e/ou das Debêntures da Quarta Série, do Prêmio (flat) que variará conforme a data do Resgate Antecipado Facultativo, observada a tabela abaixo (“Valor do Resgate Antecipado Facultativo”):

PRÊMIO (%)

#### FLAT DATA DO RESGATE ANTECIPADO FACULTATIVO

1,50 Até o final do 1º (primeiro) ano de vigência das Debêntures

1,25 Até o final do 2º (segundo) ano de vigência das Debêntures

1,00 Até o final do 3º (terceiro) ano de vigência das Debêntures

0,75 Até o final do 4º (quarto) ano de vigência das Debêntures

0,50 Após o 4º ano de vigência das Debêntures até a Data de Vencimento

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

As Debêntures objeto do Resgate Antecipado Facultativo serão canceladas.

### Oferta de Resgate Antecipado

A Emissora poderá, a seu exclusivo critério, realizar, a qualquer tempo, oferta de resgate antecipado total das Debêntures, com o conseqüente cancelamento de tais Debêntures, que será endereçada a todos os Debenturistas, sem distinção, assegurada a igualdade de condições a todos os Debenturistas para aceitar a oferta de resgate antecipado das Debêntures de que forem titulares, de acordo com os termos e condições previstos abaixo (“Oferta de Resgate Antecipado”):

## 18.12 - Outras informações relevantes

(i) a Emissora realizará a Oferta de Resgate Antecipado por meio de comunicação ao Agente Fiduciário e, na mesma data, por meio de publicação de anúncio nos termos do item 5.26 abaixo, com, no mínimo, 2 (dois) Dias Úteis de antecedência (“Edital de Oferta de Resgate Antecipado”), o qual deverá descrever os termos e condições da Oferta de Resgate Antecipado, incluindo, mas sem limitação, (a) o valor do prêmio de resgate, caso exista; (c) a data efetiva para o resgate e pagamento das Debêntures a serem resgatadas; (d) a forma de manifestação à Emissora dos Debenturistas que optarem pela adesão à Oferta de Resgate Antecipado, observado o disposto no inciso (iii) abaixo; e (e) demais informações necessárias para tomada de decisão pelos Debenturistas e à operacionalização do resgate das Debêntures;

(ii) o valor a ser pago em relação a cada uma das Debêntures indicadas por seus respectivos titulares em adesão à Oferta de Resgate Antecipado será equivalente a, no mínimo, o Valor Nominal Unitário objeto do resgate, conforme o caso, acrescido da Remuneração, calculada pro rata temporis desde a Data de Emissão até a data do efetivo pagamento, acrescido, se for o caso, de prêmio de resgate que venha a ser oferecido no âmbito da Oferta de Resgate Antecipado;

(iii) a Emissora poderá condicionar a Oferta de Resgate Antecipado à aceitação desta por um percentual mínimo de Debêntures, a ser definido e divulgado por meio do Edital de Oferta de Resgate Antecipado;

(iv) após a publicação do Edital de Oferta de Resgate Antecipado, os Debenturistas que optarem pela adesão à Oferta de Resgate Antecipado deverão se manifestar nesse sentido à Emissora até o encerramento do prazo a ser estabelecido no Edital de Oferta de Resgate Antecipado para se manifestarem formalmente perante a Emissora, findo o qual a mesma terá determinado prazo, conforme estabelecido no Edital de Oferta de Resgate Antecipado para proceder à liquidação da Oferta de Resgate Antecipado, a qual ocorrerá em uma única data para todas as Debêntures indicadas por seus respectivos titulares em adesão à Oferta de Resgate Antecipado, observado que a Emissora somente deverá resgatar a quantidade de Debêntures que tenham sido indicadas por seus respectivos titulares em adesão à Oferta de Resgate Antecipado;

(v) a Emissora deverá (a) na respectiva data de término do prazo de adesão à Oferta de Resgate Antecipado, confirmar ao Agente Fiduciário a respectiva data do resgate antecipado; e (b) comunicar ao Escriturador Mandatário, ao Banco Liquidante da Emissão e à CETIP a realização da Oferta de Resgate Antecipado com antecedência mínima de 2 (dois) Dias Úteis da respectiva data do resgate antecipado; e

(vi) o pagamento das Debêntures resgatadas antecipadamente por meio da Oferta de Resgate Antecipado será realizado por meio da CETIP, com relação às Debêntures que estejam custodiadas eletronicamente na CETIP ou por meio do Escriturador Mandatário, com relação às Debêntures que não estejam custodiadas eletronicamente na CETIP.

### **Resgate Antecipado Obrigatório das Debêntures da Primeira Série**

A Emissora deverá aplicar a totalidade dos recursos oriundos de financiamento a ser contratado pela Emissora com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social – BNDES (“BNDES”) e o Banco Itaú BBA S.A., este último na qualidade de instituição financeira intermediadora (“Financiamento BNDES”), no resgate antecipado total das Debêntures da Primeira Série (“Resgate Antecipado Obrigatório”). Caso a aprovação do BNDES seja em volume (a) inferior ao valor total das Debêntures da Primeira Série efetivamente colocadas, a Emissora deverá realizar o resgate antecipado obrigatório parcial das Debêntures da Primeira Série, observado o disposto nas Cláusulas 5.19.3.2, 5.19.3.4 e 5.19.3.5 abaixo, em valor equivalente à diferença entre o valor total das Debêntures da Primeira Série efetivamente colocadas e o volume aprovado pelo BNDES, em até 10 (dez) Dias Úteis da referida aprovação, sendo certo que quando do efetivo desembolso do Financiamento BNDES, deverá ser realizado o Resgate Antecipado Obrigatório da totalidade das Debêntures da Primeira Série remanescentes; ou (b) igual ao valor total das Debêntures da Primeira Série efetivamente colocadas, a Emissora deverá realizar, quando do desembolso do Financiamento BNDES, o Resgate Antecipado Obrigatório da totalidade das Debêntures da

## 18.12 - Outras informações relevantes

Primeira Série efetivamente colocadas. Para ambas as hipóteses, deverá ser observado a Cláusula 5.19.3.2 abaixo.

Na hipótese do desembolso parcial dos recursos decorrentes do Financiamento BNDES à Emissora, a Emissora deverá, quantas vezes forem necessárias, realizar o resgate antecipado obrigatório parcial das Debêntures da Primeira Série, com a utilização da totalidade dos recursos desembolsados à época pelo Financiamento BNDES, sendo certo que, (i) até o pagamento da totalidade das Debêntures da Primeira Série, deverá ser realizado Resgate Antecipado Obrigatório, parcial ou total, conforme o caso, sempre que ocorrer o desembolso de recursos decorrentes do Financiamento BNDES, (ii) em caso de Resgate Antecipado Obrigatório parcial das Debêntures da Primeira Série, o resgate será realizado mediante sorteio, nos termos do artigo 55, §2º, da Lei das Sociedades por Ações, a ser coordenado pelo Agente Fiduciário e cujo procedimento será definido em Assembleia Geral de Debenturistas da Primeira Série a ser convocada pelo Agente Fiduciário para deliberar sobre os critérios aplicáveis, observado, para tanto, o disposto nas Cláusulas 5.19.3.4 e 5.19.3.5 abaixo e (iii) o Banco Itaú BBA S.A., na qualidade de instituição financeira intermediadora e devidamente autorizado pela Emissora nesse sentido, transferirá os recursos creditados pelo BNDES na conta a corrente de livre movimentação da Emissora para o Banco Liquidante da Emissão, conforme o caso, para realização do Resgate Antecipado Obrigatório.

A Emissora obriga-se a, (a) na mesma data do recebimento dos recursos oriundos do Financiamento BNDES, caso os recursos tenham sido desembolsados até às 15h00 (inclusive); ou (b) em até 1 (um) Dia Útil da data do recebimento dos recursos oriundos do Financiamento BNDES caso os recursos tenham sido desembolsados após as 15h00 (exclusive), notificar os Debenturistas, o Agente Fiduciário, o Banco Liquidante da Emissão e a CETIP sobre o Resgate Antecipado Obrigatório. Tal comunicado deverá informar (i) a data do Resgate Antecipado Obrigatório, que deverá ser a data mais próxima à data do recebimento dos recursos oriundos do Financiamento BNDES, observado os prazos e procedimentos adotados pela CETIP; (ii) menção ao Valor do Resgate Antecipado Obrigatório (conforme abaixo definido); (iii) se o Resgate Antecipado Obrigatório será total ou parcial, observado o disposto no item 5.21.1.6. abaixo; e (iv) quaisquer outras informações necessárias à operacionalização do Resgate Antecipado Obrigatório (“Comunicação de Resgate”).

Caso (i) por qualquer razão não haja a realização da Assembleia Geral de Debenturistas da Primeira Série de que trata o subitem (ii) da Cláusula 5.19.3.2 acima, ou (ii) ainda que havendo a referida Assembleia Geral de Debenturistas da Primeira Série, não haja acordo sobre os critérios para realização do sorteio, o sorteio relativo ao referido resgate obrigatório parcial será realizado pelo Agente Fiduciário usando-se para tanto as práticas usuais de mercado.

No caso do Resgate Antecipado Obrigatório parcial mencionado no subitem (ii) da Cláusula 5.19.3.2 acima, tal resgate deverá ser realizado, por meio de operação de compra e venda definitiva, para as Debêntures custodiadas eletronicamente no CETIP 21, sendo que todas as etapas desse processo, tais como habilitação dos Debenturistas, qualificação, sorteio, apuração, definição do rateio e de validação das quantidades de Debêntures a serem resgatadas serão realizadas fora do âmbito da CETIP. Caso a CETIP venha a implementar outra funcionalidade para operacionalizar tal Resgate Antecipado Obrigatório parcial, não haverá a necessidade de ajuste a esta Escritura de Emissão ou qualquer outra formalidade.

O Resgate Antecipado Obrigatório deverá ser realizado de acordo com os prazos e procedimentos estabelecidos pela CETIP.

O valor a ser pago em relação a cada uma das Debêntures da Primeira Série objeto do Resgate Antecipado Obrigatório será equivalente ao seu respectivo Valor Nominal Unitário ou saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso, acrescido (i) da respectiva Remuneração, calculada pro rata temporis, desde a Data de Emissão até a data do efetivo pagamento do Resgate Antecipado Obrigatório; e (ii) dos Encargos Moratórios devidos e não pagos até a data do Resgate Antecipado Obrigatório, se for o caso, não sendo devidos quaisquer prêmios nesta hipótese (“Valor do Resgate Antecipado Obrigatório”).

## 18.12 - Outras informações relevantes

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

As Debêntures da Primeira Série objeto do Resgate Antecipado Obrigatório serão canceladas.

### **Amortização Extraordinária Obrigatória das Debêntures da Segunda Série e das Debêntures da Terceira Série.**

Observado o disposto nas Cláusulas abaixo, a Emissora deverá realizar a amortização extraordinária obrigatória (limitada a 99% (noventa e nove por cento) do valor nominal unitário das Debêntures da Segunda Série e das Debêntures da Terceira Série (“Amortização Extraordinária Obrigatória das Debêntures da Segunda Série” e “Amortização Extraordinária Obrigatória das Debêntures da Terceira Série”, respectivamente) ou o resgate antecipado obrigatório total das Debêntures da Segunda Série e das Debêntures da Terceira Série (“Resgate Antecipado Obrigatório das Debêntures da Segunda Série” e “Resgate Antecipado Obrigatório das Debêntures da Terceira Série” respectivamente e, em conjunto com a Amortização Extraordinária Obrigatória das Debêntures da Segunda Série e a Amortização Extraordinária Obrigatória das Debêntures da Terceira Série “Pagamento Antecipado Obrigatório das Debêntures da Segunda Série e da Terceira Série”), caso se verifique que, no último dia de cada trimestre, durante 4 (quatro) trimestres consecutivos, a Emissora detinha recursos em caixa e/ou aplicações financeiras (“Caixa”) em valor superior a R\$75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais) (“Valor Mínimo”), observadas as seguintes regras: (a) a verificação do Caixa e do eventual atingimento do Valor Mínimo será realizada trimestralmente pelo Agente Fiduciário, com base em cálculo realizado pela Emissora e apurado e revisado trimestralmente pelos auditores independentes contratados pela Emissora, com base nas informações financeiras consolidadas trimestrais e/ou anuais da Emissora, divulgadas ao final de cada trimestre/exercício social, conforme o caso, a partir de 30 de setembro de 2018, e apresentados pela Emissora ao Agente Fiduciário em até 15 (quinze) dias corridos após a divulgação à CVM das respectivas demonstrações financeiras (“Prazo de Apresentação do Cálculo do Caixa”); (b) se o Caixa apurado conforme o item “(a)” acima superar o Valor Mínimo por 4 (quatro) trimestres consecutivos, a Emissora estará obrigada a realizar o pagamento antecipado de dívidas em valor equivalente a 75% (setenta e cinco por cento) do valor do Caixa que exceder o Valor Mínimo (“Valor Total do Pagamento Antecipado”) calculado com base nas demonstrações financeiras da Emissora referentes ao trimestre em que o Valor Mínimo tiver sido superado pela quarta vez consecutiva; (c) o Valor Total do Pagamento Antecipado será utilizado para a realização do Pagamento Antecipado Obrigatório das Debêntures da Segunda Série e da Terceira Série e o pagamento antecipado obrigatório previsto na escritura de emissão das debêntures da 2ª Emissão, na proporção de seus respectivos saldos devedores na data de realização de tais pagamentos antecipados obrigatórios; (d) a parcela do Valor Total do Pagamento Antecipado a ser utilizada para o Pagamento Antecipado Obrigatório das Debêntures da Segunda Série e da Terceira Série (“Valor Disponível para o Pagamento Antecipado das Debêntures da Segunda Série e da Terceira Série”) deverá ser aplicada para amortização do saldo do Valor Nominal Unitário, sem acréscimo da respectiva Remuneração, que deverá ser paga na data do pagamento da Remuneração imediatamente subsequente; (e) sobre o Valor Total do Pagamento Antecipado incidirá prêmio equivalente a 0,35% (trinta e cinco centésimos por cento) que será pago na data do Pagamento Antecipado Obrigatório das Debêntures da Segunda Série e da Terceira Série; e (f) o Pagamento Antecipado Obrigatório das Debêntures da Segunda Série e da Terceira Série e o pagamento antecipado obrigatório das debêntures da 2ª Emissão serão realizados no prazo de até 30 (trinta) dias contados do final do Prazo de Apresentação do Cálculo do Caixa, de acordo com os procedimentos adotados pela CETIP.

Caso a parcela do Valor Total do Pagamento Antecipado a ser utilizada para o Pagamento Antecipado Obrigatório das Debêntures da Segunda Série e da Terceira Série seja suficiente para o pagamento integral do saldo do Valor Nominal Unitário da Segunda Série e da Terceira Série, a Emissora deverá realizar o Resgate Antecipado Obrigatório das Debêntures da Segunda Série e o

## 18.12 - Outras informações relevantes

Resgate Antecipado Obrigatório das Debêntures da Terceira Série. Caso contrário, a Emissora deverá realizar a Amortização Obrigatória das Debêntures da Segunda Série e a Amortização Obrigatória das Debêntures da Terceira Série, até o limite da parcela do Valor Total do Pagamento Antecipado a ser utilizada para o Pagamento Antecipado Obrigatório das Debêntures da Segunda Série e da Terceira Série.

O remanescente do Caixa não utilizado para os pagamentos antecipados obrigatórios previstos na Cláusula 5.20.1, alínea (c), acima poderá ser utilizado pela Emissora, a seu exclusivo critério.

O Pagamento Antecipado Obrigatório das Debêntures da Segunda Série e da Terceira Série ocorrerá mediante o envio de comunicação por escrito ao Agente Fiduciário, aos Debenturistas da Segunda Série, aos Debenturistas da Terceira Série ao Banco Liquidante e à CETIP (“Comunicação de Pagamento Antecipado Obrigatório”), com antecedência de 2 (dois) Dias Úteis da data prevista para realização do efetivo Pagamento Antecipado Obrigatório dos Debentures da Segunda Série e da Terceira Série (“Data de Pagamento Antecipado Obrigatório”).

Na Comunicação de Pagamento Antecipado Obrigatória deverá constar, no mínimo: (a) a Data do Pagamento Antecipado Obrigatório; e (b) Valor Disponível para o Pagamento Antecipado das Debêntures da Segunda Série e da Terceira Série, devendo o percentual do saldo do Valor Nominal Unitário a ser pago antecipadamente e o valor da Remuneração devida em razão de tal pagamento ser apurados na data do Pagamento Antecipado Obrigatório das Debêntures da Segunda Série e da Terceira Série.

### 4ª Emissão de Debêntures

**Hipótese e cálculo do valor de resgate:** A Companhia poderá, a seu exclusivo critério e a qualquer tempo após a subscrição e integralização das Debêntures, realizar (1) o resgate antecipado total das Debêntures pelo seu Valor Nominal Unitário, com o consequente cancelamento das Debêntures resgatadas, ou (2) a amortização extraordinária, de até 99% (noventa e nove inteiros por cento) do Valor Nominal Unitário, que deverá abranger, proporcionalmente, todas as Debêntures, em ambos os casos (1) e (2) acrescidos da Remuneração e demais encargos devidos e não pagos até a data do Resgate Antecipado ou da Amortização Extraordinária, conforme o caso, devendo ainda incidir sobre este valor um Prêmio, calculado de acordo com o disposto na Escritura de Emissão;

O Prêmio incidirá sobre o Valor do Resgate Antecipado ou sobre o Valor da Amortização Extraordinária, observados os períodos e percentuais indicados abaixo:

**18.12 - Outras informações relevantes**

Vigência da Emissão	Prêmio de Resgate Antecipado ou Prêmio de Amortização Extraordinária – Prêmio Flat
Entre a Data de Emissão e 20 de novembro de 2016 (inclusive)	0,90%
Entre 20 de novembro de 2016 (exclusive) e 20 de abril de 2017 (inclusive)	0,85%
Entre 20 de abril de 2017 (exclusive) e 20 de outubro de 2017 (inclusive)	0,75%
Entre 20 de outubro de 2017 (exclusive) e 20 de abril de 2018 (inclusive)	0,70%
Entre 20 de abril de 2018 (exclusive) e 20 de outubro de 2018 (inclusive)	0,60%
Entre 20 de outubro de 2018 (exclusive) e 20 de abril de 2019 (inclusive)	0,50%
Entre 20 de abril de 2019 (exclusive) e 20 de outubro de 2019 (inclusive)	0,40%
Entre 20 de outubro de 2019 (exclusive) e 20 de abril de 2020 (exclusive)	0,25%
Entre 20 de abril de 2020 (inclusive) e a Data de Vencimento (exclusive)	0,20%

**Condições para alteração dos direitos assegurados por tais valores mobiliários:** Os titulares de Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em Assembleia Geral a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos titulares de Debêntures.

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

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

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

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

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

As seguintes deliberações relativas às características das Debêntures, que poderão ser propostas exclusivamente pela Emissora, dependerão da aprovação por Debenturistas que representem pelo menos 90% (noventa inteiros por cento) das Debêntures em Circulação, seja em primeira convocação da Assembleia Geral de Debenturistas ou em qualquer convocação subsequente: (i) a

## 18.12 - Outras informações relevantes

Remuneração das Debêntures; (ii) a Data de Pagamento da Remuneração; (iii) o prazo de vencimento das Debêntures; (iv) os valores e datas de amortização do principal das Debêntures; e/ou (v) a alteração, substituição ou o reforço das garantias; (vi) alteração, perdão e/ou renúncia temporária a qualquer das hipóteses de vencimento antecipado; (vii) o Resgate Antecipado e a Amortização Extraordinária; e/ou (viii) modificação dos quóruns de deliberação.

### Outras características relevantes:

**Aquisição Facultativa:** A Companhia poderá, a qualquer tempo, observados os prazos estabelecidos na Instrução CVM 476, adquirir Debêntures, observado o disposto no parágrafo 3º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações. As Debêntures adquiridas pela Companhia poderão ser canceladas, permanecer na tesouraria da Companhia, ou serem novamente colocadas no mercado, observadas as restrições impostas pela Instrução CVM 476. As Debêntures adquiridas pela Companhia para permanência em tesouraria nos termos deste item, se e quando recolocadas no mercado, farão jus à mesma Remuneração aplicável às demais Debêntures.

### Quando os valores mobiliários forem de dívida, indicar:

**Condições de vencimento antecipado:** (a) vencimento antecipado ou inadimplemento, pela Emissora e/ou pela Garantidora ou por qualquer de suas subsidiárias, de quaisquer obrigações financeiras a que estejam sujeitas, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado superior a R\$ 75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, pelo IGP-M, não sanado no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data para pagamento, ressalvada a hipótese da Emissora e/ou da Garantidora ou qualquer de suas subsidiárias, conforme o caso, por meio de qualquer medida judicial ou arbitral cabível, contestar e evitar a formalização do referido vencimento antecipado ou inadimplemento, sem que para tanto tenha que garantir o juízo com pecúnia ou outros bens em valor correspondente ao montante acima destacado; (b) alteração do atual controle da Emissora e/ou da Garantidora sem prévia aprovação dos Debenturistas, excetuada a hipótese de alteração do controle (i) da Emissora decorrente da Alteração de Controle Previamente Autorizada e (ii) da Emissora e/ou da Garantidora desde que, após a conclusão da referida operação que resultar na alteração de controle da Emissora e/ou da Garantidora, permaneça, direta ou indiretamente, no bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A., Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ ou quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras, controladas ou sob controle comum da State Grid International Development Limited ou qualquer outra entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China passem a fazer parte individual ou coletivamente do bloco de controle da Garantidora; (c) liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação, inclusive incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária da Emissora e/ou da Garantidora, exceto na hipótese das referidas operações resultarem na permanência, direta ou indireta, no bloco de controle da Emissora e/ou da Garantidora de ao menos um dos seguintes acionistas: Camargo Corrêa S.A. ou Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ ou quaisquer empresas direta ou indiretamente controladoras, controladas ou sob controle comum da State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China passe a fazer parte individual ou coletivamente do bloco de controle da Garantidora; (d) realização de redução de capital social da Emissora e/ou da Garantidora, sem que haja anuência prévia dos titulares das Debêntures, conforme disposto no artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações; (e) proposta pela Emissora e/ou Garantidora, ou por qualquer de suas subsidiárias, a qualquer credor ou classe de credores de plano de recuperação judicial ou extrajudicial, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; requerimento pela Emissora e/ou pela Garantidora, ou por qualquer de suas subsidiárias, de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente ou, ainda, pedido de autofalência pela Emissora e/ou pela Garantidora; (f) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou a

## 18.12 - Outras informações relevantes

Garantidora, ou qualquer de suas subsidiárias, no mercado local ou internacional, em valor individual ou agregado, superior a R\$ 75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente, pelo IGP-M, salvo se, no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do referido protesto, seja validamente comprovado pela Emissora e/ou pela Garantidora, ou qualquer de suas subsidiárias que (i) o protesto foi efetuado por erro ou má fé de terceiros; (ii) o protesto foi suspenso ou cancelado, ou (iii) foram prestadas garantias e aceitas em juízo; (g) descumprimento pela Emissora e/ou pela Garantidora de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão, não sanada em 30 (trinta) dias corridos, contados da data do recebimento, pela Emissora, de aviso escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário, ou pela Emissora ao Agente Fiduciário, o que ocorrer primeiro; (h) pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora, e/ou da Garantidora, e/ou de qualquer de suas subsidiárias, não devidamente elidido pelas mesmas no prazo legal; (i) não pagamento pela Emissora e/ou pela Garantidora das obrigações pecuniárias devidas aos titulares das Debêntures, no prazo de até 2 (dois) dias corridos das datas previstas na Escritura de Emissão; (j) pagamento de dividendos ou juros sobre capital próprio pela Emissora, caso esta esteja inadimplente com as suas obrigações pecuniárias descritas na Escritura de Emissão; (k) comprovada violação de quaisquer disposições de qualquer lei ou regulamento contra a prática de corrupção ou atos lesivos à administração pública, incluindo, sem limitação, a Lei n.º 12.846/13, o Decreto n.º 8.420/15 e, desde que aplicável, a *U.S. Foreign Corrupt Practices Act of 1977* (em conjunto, as “Leis Anticorrupção”); (l) não cumprimento de qualquer decisão arbitral, administrativa irrecorrível ou decisão judicial transitada em julgado contra a Emissora e/ou a Garantidora em valor individual ou agregado igual ou superior a R\$ 75.000.000,00 (setenta e cinco milhões de reais), sendo este valor atualizado mensalmente a partir da Data de Emissão pelo IGP-M, ou seu valor equivalente em outras moedas, no prazo de até 30 (trinta) dias corridos da data estipulada para pagamento; (m) transformação do tipo societário da Emissora; (n) não observância pela Garantidora, até o pagamento integral dos valores devidos em virtude das Debêntures, ao final de 2 (dois) semestres consecutivos dos seguintes índices e limites financeiros, os quais serão acompanhados pelo Agente Fiduciário, com base em demonstrativo elaborado pela Garantidora, ao final de cada semestre do ano civil, referente aos 12 (doze) meses imediatamente anteriores à data do cálculo, devendo tal demonstrativo ser entregue ao Agente Fiduciário, em até 15 (quinze) Dias Úteis, após a divulgação à CVM das demonstrações financeiras da Garantidora relativas ao respectivo semestre (“Índices Financeiros”): (i) relação entre a Dívida Líquida verificada ao final de cada semestre do ano civil e o EBITDA (conforme abaixo definido) da Garantidora dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil menor ou igual a 3,75 vezes. Para os fins deste item (i), considera-se como “Dívida Líquida” a soma dos valores relativos a (1) empréstimos e financiamentos; (2) saldo líquido de operações *swaps*, futuros e opções relacionadas a taxas de juros e de câmbio; e (3) dívidas resultantes de quaisquer emissões ainda em circulação de debêntures, notas promissórias comerciais e/ou *bonds* ou notes da Garantidora no Brasil ou no exterior, menos as disponibilidades em caixa e aplicações financeiras da Garantidora, estando excluída deste cálculo a dívida com a Fundação Cesp (“Funcesp”) e considera-se como “EBITDA” (*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization*), (1) o lucro da Garantidora antes de juros, tributos, amortização e depreciação, ajustados com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela “A” – Sobrecontratação e Neutralidade dos Encargos Setoriais, divulgados em Nota Explicativa das Demonstrações Financeiras da Garantidora (mas não nas informações financeiras trimestrais), calculados conforme regulamentação do setor, no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, e (2) em caso de aquisição(ões), será(ão) considerado(s) para fins de cálculo do EBITDA da Garantidora, de acordo com a definição deste item (i) acima, o(s) EBITDA(s) gerado(s) no período de 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao final de cada semestre do ano civil pela(s) empresa(s) adquirida(s) (“EBITDA Histórico”); (ii) relação entre EBITDA da Garantidora e Resultado Financeiro da Garantidora, maior ou igual a 2,25 vezes. Para os fins deste item (ii), considera-se como “Resultado Financeiro” da Garantidora, a diferença entre receitas e despesas financeiras no período de 12 (doze) meses anteriores ao final de cada semestre do ano civil, das quais deverão ser excluídos, para efeito da apuração dos compromissos financeiros, os juros sobre capital próprio. O Resultado Financeiro será apurado em módulo se for negativo e, se for positivo,

## 18.12 - Outras informações relevantes

não será considerado para cálculo. Estão excluídos destes cálculos os juros efetivamente desembolsados e/ou provisionados por conta de confissão de dívida junto à Funesp, bem como as variações cambiais e monetárias sobre as dívidas e caixa, e por fim as despesas oriundas de provisões que não tiveram impacto no fluxo de caixa da Garantidora, mas apenas registro contábil. Para fins do cálculo a que se referem os itens (i) e (ii) acima, a Garantidora deverá (a) consolidar, em suas demonstrações contábeis, os resultados e os itens do balanço patrimonial de todas as sociedades em que detenha participação acionária igual ou superior a 10% (dez por cento), de forma proporcional à participação por ela detida no capital das referidas sociedades, independentemente da forma de apresentação das demonstrações financeiras do respectivo semestre da Garantidora à CVM; (b) apresentar relatório contendo memória de cálculo dos Índices Financeiros devidamente auditado por empresa de auditoria independente registrada na CVM, até a liquidação de todas as obrigações assumidas na Escritura de Emissão; e (c) Os Índices Financeiros serão calculados a partir de 31 de dezembro de 2016. As referências a “controle” encontradas nesta Cláusula deverão ser entendidas como tendo o sentido conferido pelo artigo 116 da Lei das Sociedades por Ações. Os eventos a que se referem os subitens (f), (g), (l) acima somente serão considerados eventos de vencimento antecipado para os fins da Escritura de Emissão, ensejando a adoção dos procedimentos descritos nos itens abaixo, após o final do prazo de 30 (trinta) dias corridos e para o subitem (i), o prazo de 2 (dois) dias corridos, conforme os prazos de cura neles referidos. Para os fins da Escritura de Emissão, “Data de Vencimento Antecipado” será qualquer uma das seguintes datas: (i) ocorrendo qualquer dos eventos previstos nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (j); (l) e/ou (m) acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do fato e imediatamente declarar o vencimento antecipado das Debêntures, por meio de notificação enviada à Emissora e à Garantidora, nos termos abaixo; e (ii) ocorrendo os eventos previstos nas alíneas (b), (d), (f), (g), (k) e/ou (n) acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a Assembleia Geral de Debenturistas, se tal Assembleia Geral aprovar o vencimento antecipado das Debêntures. A ocorrência de quaisquer dos eventos indicados nas alíneas (a), (c), (e), (h), (i), (j), (l) e/ou (m) acima acarretará o vencimento antecipado automático das Debêntures, independentemente de qualquer consulta ao respectivo Debenturista. Na ocorrência dos demais eventos previstos acima, deverá ser convocada, pelo Agente Fiduciário, em até 05 (cinco) Dias Úteis contados da data em que o Agente Fiduciário tomar conhecimento do evento, Assembleia Geral de Debenturistas, para deliberar sobre a eventual não declaração do Vencimento Antecipado das Debêntures. A Assembleia Geral de Debenturistas a que se refere este item deverá ser realizada no prazo de 15 (quinze) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à primeira convocação, ou no prazo de 8 (oito) dias corridos, a contar da data de publicação do edital relativo à segunda convocação, se aplicável, sendo que, na hipótese de segunda convocação o edital deverá ser publicado no primeiro dia útil imediatamente posterior à data indicada para a realização da Assembleia Geral de Debenturistas nos termos da primeira convocação. Na Assembleia Geral de Debenturistas, que será instalada de acordo com os procedimentos e quórum previsto na Cláusula Sétima da Escritura de Emissão, os Debenturistas poderão optar, desde que por deliberação de titulares que representem no mínimo 81% (oitenta e um inteiros por cento) das Debêntures em Circulação, por não declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. A não instalação da referida Assembleia Geral de Debenturistas por falta de quórum será interpretada pelo Agente Fiduciário como uma opção dos Debenturistas em declarar antecipadamente vencidas as Debêntures. Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou da última Data de Pagamento da Remuneração até a Data de Vencimento Antecipado, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos da Escritura de Emissão, em até 5 (cinco) Dias Úteis contados do recebimento, pela Emissora, de comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário ou pelos Debenturistas à Emissora por meio de carta protocolizada ou encaminhada com aviso de recebimento no endereço constante da Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento de encargos moratórios.

## 18.12 - Outras informações relevantes

A Emissora, juntamente com o Agente Fiduciário, deverá comunicar a CETIP sobre o pagamento de que trata o item acima, com, no mínimo, 2 (dois) Dias Úteis de antecedência.

Para os fins do disposto na Escritura de Emissão, “Alteração de Controle Previamente Autorizada”, significa, conforme fato relevante divulgado pela Emissora e pela CPFL Energia, em 16 de junho de 2016, a venda, pela AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. (“AES Guaíba”), na qualidade de acionista controladora da Emissora, à CPFL Jaguariúna Participações Ltda. (“CPFL Jaguariúna”) da totalidade das ações de emissão da Emissora de sua titularidade, sujeito ao implemento de determinadas condições precedentes estabelecidas no “*Share Purchase and Sale Agreement*” celebrado, em 15 de junho de 2016, pela AES Guaíba, pela CPFL Energia, a Emissora, na qualidade de interveniente anuente, e a The AES Corporation, na qualidade de garantidora, (“Contrato de Compra e Venda de Ações”), conforme aditado, em 14 de julho de 2016, pelo “*First Amendment to the Share Purchase and Sale Agreement*” celebrado pela AES Guaíba, a CPFL Jaguariúna, a Emissora, na qualidade de interveniente anuente, a The AES Corporation e a CPFL Energia, ambas na qualidade de garantidoras e, em 05 de outubro 2016, pelo “*Second Amendment to the Share Purchase and Sale Agreement*”.

Os Debenturistas, ao subscrever ou adquirir as Debêntures nos mercados primário ou secundário, respectivamente, estarão aprovando automática, voluntária, incondicional, irrevogável e irrevogavelmente, independentemente da realização de qualquer Assembleia Geral de Debenturistas, inclusive para os efeitos do artigo 231 da Lei das Sociedades por Ações, (i) a implementação e realização de todas e quaisquer operações e atos da Alteração de Controle Previamente Autorizada descritos na Escritura de Emissão; e (ii) que a realização de qualquer dos atos da Alteração de Controle Previamente Autorizada, não caracterizará Evento de Vencimento Antecipado ou descumprimento às obrigações assumidas pela Emissora na Escritura de Emissão.

### **19.3 - Outras inf. relev. - recompra/tesouraria**

Todas as informações relevantes pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

## 20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

**Data aprovação****01/12/2008****Cargo e/ou função**

A Companhia, seus acionistas controladores, diretos ou indiretos, membros do Conselho de Administração, diretores, membros do Conselho Fiscal, membros dos comitês ou de quaisquer órgãos com funções técnicas e consultivas, criados por disposição estatutária, empregados da Companhia que, em virtude de seu cargo, função ou posição, ou circunstancialmente, tenham acesso a Informações Relevantes, que, em virtude de seu cargo, função ou posição nos Acionistas Controladores, nas sociedades controladas e nas sociedades coligadas, tenha acesso ou conhecimento de informações relevantes, prestadores de serviços e qualquer pessoa que tenha aderido expressamente à Política de Negociação.

**Principais características e locais de consulta**

A Companhia adota as regras estabelecidas na Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) nº 358, de 3 de janeiro de 2002, quanto à negociação de valores mobiliários de sua emissão. Sendo assim, as pessoas vinculadas elencadas no item "b" acima são vedadas de negociar valores mobiliários de emissão da Companhia, incluindo operações com derivativos que envolvam valores mobiliários, nos períodos e condições descritos no item "d" a seguir.

A Política de Negociação de Ações da Companhia tem por finalidade registrar e esclarecer os critérios e procedimentos a serem empregados pelas pessoas vinculadas, conforme acima especificadas, para evitar que os valores mobiliários sejam por elas negociados mediante a utilização de informação privilegiada, prevenindo, assim, a ocorrência da prática de insider trading, isto é, a utilização de informação privilegiada de que a pessoa vinculada tenha conhecimento e da qual deva manter sigilo, por força do disposto no artigo 155, §§ 1º a 4º, da Lei das Sociedades por Ações nº 6.404/1976 e na Instrução da CVM nº 358/2002, capaz de propiciar, para si ou para outrem, vantagem indevida, mediante negociação, em nome próprio ou de terceiros, com valores mobiliários.

A referida política foi elaborada nos termos da legislação aplicável, sendo o Diretor de Relações com Investidores o responsável pelo seu acompanhamento e execução, competindo-lhe o dever de informar às pessoas vinculadas e aos órgãos públicos competentes sobre os períodos de vedação à negociação de valores mobiliários.

O Termo de Adesão é o instrumento hábil para evidenciar a adesão formal do signatário às regras contidas na Política de Negociação, assumindo a obrigação de cumpri-la e de zelar para que as regras nela contidas sejam cumpridas por pessoas que estejam sob sua influência, incluindo empresas controladas, coligadas ou sob controle comum, cônjuges e dependentes, diretos ou indiretos.

## 20.1 - Informações sobre a política de negociação de valores mobiliários

<b>Períodos de vedação e descrição dos procedimentos de fiscalização</b>	<p>A negociação com valores mobiliários de emissão da Companhia é vedada para as pessoas vinculadas nos seguintes períodos:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>No período de 1 (um) mês que antecede o encerramento do exercício social, até a publicação do anúncio que colocar à disposição dos acionistas as demonstrações financeiras anuais da Companhia e demais documentos relacionados no artigo 133 da Lei das Sociedades por Ações nº 6.404/1976;</li><li>Durante o período de 15 (quinze) dias anterior à divulgação das informações financeiras trimestrais;</li><li>Se estiver em curso a aquisição ou alienação, pela Companhia, de ações de sua própria emissão;</li><li>Se houver intenção de promover fusão, incorporação, cisão total ou parcial, transformação ou reorganização societária envolvendo a Companhia;</li><li>Quando tiverem conhecimento de informação relevante ainda não divulgada ao mercado, até o momento em que tal divulgação for efetivada;</li><li>Nos períodos determinados pela regulamentação emitida pela CVM; e/ou</li><li>Nos demais períodos declarados pelo Diretor de Relações com Investidores como períodos especiais de vedação à negociação.</li></ol> <p>Os administradores que se afastarem da administração da Companhia antes da divulgação pública de ato ou fato iniciado durante seu período de gestão não poderão negociar com valores mobiliários de emissão da Companhia (i) até a divulgação de tal ato ou fato relevante ao mercado; e (ii) mesmo após a divulgação do ato ou fato relevante ao mercado, caso a negociação por parte dos administradores possa interferir nas condições do referido ato ou fato, em prejuízo dos acionistas da Companhia ou dela própria.</p> <p>Para fiscalizar a negociação nos períodos acima elencados pelas pessoas vinculadas, a Companhia adota o seguinte procedimento de comunicação de informações sobre as negociações por administradores e acionistas controladores:</p> <p>Os administradores, os conselheiros fiscais e os membros de órgãos criados por disposição estatutária com funções técnicas ou consultivas deverão informar a titularidade de valores mobiliários de emissão da Companhia, de acionista controlador, de sociedades controladas e de sociedades coligadas, desde que se trate de companhias abertas, bem como as alterações nessas posições. Essa comunicação deverá ser encaminhada ao Diretor de Relações com Investidores da Companhia e, por este, à CVM e à Bolsa de Valores, em formulário cujo modelo encontra-se no Anexo II da Política de Negociação de Ações da Companhia aprovada na reunião do conselho de administração da Companhia realizada em 1º de dezembro de 2008.</p> <p>A comunicação à Companhia deve ser feita: (i) no primeiro dia útil após a sua investidura no cargo; e (ii) no prazo de 5 (cinco) dias após a realização de cada negócio. A comunicação à CVM e à Bolsa de Valores deverá ser efetuada: (i) imediatamente após a investidura no cargo; e (ii) no prazo máximo de 10 (dez) dias após o término do mês em que se verificar alteração das posições detidas, indicando o saldo da posição detida no período.</p> <p>Os acionistas controladores deverão comunicar detalhadamente à Companhia, à CVM e à Bolsa de Valores quaisquer negociações que vierem a ser efetuadas com valores mobiliários de emissão da Companhia, informando inclusive o preço, no prazo de 10 (dez) dias após o término do mês em que se verificar a negociação.</p> <p>Além disso, a negociação com Valores Mobiliários de emissão da Companhia por parte das pessoas vinculadas em violação às regras estabelecidas na Política de Negociação, na Instrução da CVM nº 358 e nos demais dispositivos legais e regulamentares aplicáveis poderá sujeitar o infrator a responder processo administrativo sancionador e à aplicação, pela CVM, de penalidades previstas no artigo 11 da Lei das Sociedades por Ações (advertência, multa de até 3 (três) vezes o montante da vantagem econômica obtida ou da perda evitada em decorrência do ilícito, suspensão ou inabilitação para o exercício dos cargos de administrador ou conselheiro fiscal de companhia aberta, de entidad</p>
--	---

## **20.2 - Outras informações relevantes**

Todas as informações relevantes pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.

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

A Companhia deve atender às exigências relativas à divulgação de informações previstas na Lei nº 6.404/74 ("Lei das Sociedades por Ações") e nos normativos expedidos pela CVM.

Nos termos da legislação brasileira sobre valores mobiliários, a Companhia deve divulgar qualquer acontecimento relevante relacionado aos seus negócios à CVM e à BM&FBOVESPA. A Companhia deve ainda publicar na imprensa aviso de tais acontecimentos relevantes. Um fato será havido por relevante se puder causar impacto ponderável sobre o preço dos valores mobiliários da Companhia, a decisão dos investidores de negociar valores mobiliários da Companhia ou a decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos como titulares de quaisquer dos valores mobiliários da Companhia. Em circunstâncias especiais de proteção de interesse legítimo da Companhia, a mesma poderá apresentar à CVM pedido de tratamento confidencial dos fatos relevantes.

### ***Divulgação de Informações Eventuais e Periódicas***

De acordo com a regulamentação aplicável, a Companhia deve fornecer à CVM determinadas informações (i) periódicas, que incluem este Formulário de Referência, o Formulário Cadastral, as informações trimestrais, os relatórios trimestrais da administração e dos auditores independentes, editais de convocação e atas de assembleias gerais ordinárias e (ii) eventuais, tais como aviso aos acionistas, editais de convocação e atas de assembleias gerais extraordinárias, fatos relevantes, acordos de acionistas, entre outros. Todas as informações relevantes da Companhia serão centralizadas na pessoa do Diretor de Relações com Investidores, o qual é responsável pela comunicação e divulgação das mesmas.

### ***Normas, regimentos e procedimentos internos***

Além de sua Política de Divulgação (conforme abaixo definida) e dos procedimentos para evitar o uso de informação privilegiada contidos em sua Política de Negociação de Valores Mobiliários, acima descrita, a Companhia gerencia a divulgação das informações acerca de seus resultados, visando a garantir que sejam recolhidas, processadas e relatadas de maneira precisa e tempestiva, através de políticas internas (normas administrativas) que versam sobre preparação de informações financeiras, consolidação e preparação de relatórios financeiros, processo de fechamento contábil e preparação das publicações exigidas pela lei e pela regulamentação. Essas políticas estabelecem procedimentos para gerar, revisar e aprovar demonstrações financeiras e os registros contábeis e procedimentos para preparar as publicações exigidas, observando critérios na elaboração da redação e o entendimento das informações pelo investidor comum. Elas definem responsabilidades, cronogramas e procedimentos a serem adotados na elaboração de informações financeiras e contábeis e de publicações.

Qualquer pessoa relacionada, isto é, (i) os acionistas controladores; (ii) diretores; (iii) membros do conselho de administração; (iv) membros do conselho fiscal; (v) membros de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária; (vi) empregados da Companhia que, em virtude de seu cargo, função ou posição, ou circunstancialmente, tenham acesso a informações relevantes; (vii) por quem quer que, em virtude de seu cargo, função ou posição nos Acionistas Controladores, nas Sociedades Controladas e nas Sociedades Coligadas, tenha acesso ou conhecimento de informações relevantes; (viii) prestadores de serviços e qualquer pessoa que tenha aderido expressamente à Política de Divulgação; que tenha conhecimento de atos ou fatos que possam configurar informação relevante deverá proceder à comunicação imediata dos mesmos, por escrito, ao Diretor de Relações com Investidores.

Para fins de orientação, sempre que houver dúvida a respeito do caráter de Informação Privilegiada/Relevante de determinada informação, deve-se entrar em contato com o Diretor de Relações com Investidores da Companhia.

## **21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas**

A Companhia possui uma Política de Divulgação de Informações Relevantes e Manutenção de Sigilo de Informações Relevantes ("Política de Divulgação"), nos termos da Instrução CVM nº 358, de 03 de janeiro de 2002, conforme alterada pela Instrução CVM nº 369, de 15 de março de 2007, pela Instrução CVM nº 449, de 15 de março de 2007 e pela Instrução CVM nº 547, de 5 de fevereiro de 2014. A política da Companhia foi aprovada em reunião do conselho de administração realizada em 15 de maio de 2008, posteriormente alterada em reunião do conselho de administração de 7 de maio de 2014, e é destinada aos seus acionistas controladores, administradores, membros do conselho fiscal, membros de quaisquer órgãos com funções técnicas ou consultivas, criados por disposição estatutária, empregados da Companhia que, em virtude de seu cargo, função ou posição, ou circunstancialmente, tenham acesso a informações relevantes, a quem quer que, em virtude de seu cargo, função ou posição nos acionistas controladores, nas sociedades controladas e nas sociedades coligadas, tenha acesso ou conhecimento de informações relevantes, prestadores de serviços e qualquer pessoa que tenha aderido expressamente à Política de Divulgação (as "Pessoas Vinculadas"). Essa política estabelece regras de sigilo e confidencialidade, procedimentos relativos à divulgação de Informações Relevantes e manutenção de sigilo, bem como atribui responsabilidade direta e subsidiária pela divulgação de fato relevante ao diretor de relações com investidores e aos destinatários que tenham conhecimento pessoal de fato relevante, respectivamente.

A Política de Divulgação da Companhia tem por finalidade registrar e esclarecer os critérios e procedimentos a serem empregados pelo Diretor de Relações com Investidores e demais Pessoas Vinculadas no relacionamento com investidores, no que tange à divulgação de informações relevantes e a manutenção do sigilo de informações privilegiadas, de forma a desenvolver um fluxo contínuo de informações e manter realistas as expectativas dos investidores, através da imediata divulgação das informações relevantes dentro da mais ampla base possível. A Política de Divulgação de Informações Relevantes e Manutenção de Sigilo de Informações Relevantes da Companhia foi elaborada nos termos da legislação aplicável. Através dela, a Companhia assume o compromisso de divulgar informações de maneira oportuna, consistente e confiável, em consonância com as exigências legais, visando à melhor performance de seus valores mobiliários no mercado. É importante que esse procedimento tenha continuidade e uniformidade e que todos os segmentos da comunidade investidora tenham acesso equânime às informações relevantes da Companhia.

As partes relacionadas deverão aderir, mediante a assinatura do termo de adesão, à Política de Divulgação da Companhia, sendo que a Companhia manterá em sua sede social a relação das pessoas vinculadas e suas respectivas qualificações, indicando cargo ou função exercida, endereço e número de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoas Físicas ou Jurídicas, conforme o caso. A relação será sempre mantida à disposição da CVM.

As pessoas vinculadas têm a obrigação de comunicar imediatamente à Companhia, por escrito, a alteração de qualquer de seus dados cadastrais. Mediante o recebimento de referida comunicação, a Companhia deverá imediatamente proceder à atualização do cadastro da pessoa vinculada.

Caso a Companhia, no curso de qualquer negociação ou discussão de assuntos a ela relacionados, mantenha contato e dê conhecimento de Informações Relevantes não divulgadas a terceiros que não sejam considerados pessoas vinculadas, poderá exigir de tais terceiros a assinatura de um termo de confidencialidade, nos termos do Anexo II à Política de Divulgação.

A pessoa vinculada que tiver conhecimento de informação relevante deverá, sempre que verificar a omissão na sua divulgação, relatar a irregularidade, por escrito, ao Diretor de Relações com Investidores. Na hipótese de, decorridos 5 (cinco) dias úteis da data em que foi realizada a referida comunicação e não se configurando a decisão de manter sigilo, tomada na forma do artigo 6º da Instrução da CVM nº 358, a pessoa vinculada constatar a omissão do Diretor de Relações com Investidores no cumprimento de seu dever de comunicação e divulgação, a pessoa vinculada somente se eximirá de responsabilidade pela omissão de divulgação de Informação Relevante caso a comunique, imediatamente, à CVM.

A comunicação de informações relevantes à CVM e às Bolsas de Valores pelo Diretor de Relações com Investidores deve ser feita imediatamente por meio de documento escrito, descrevendo detalhadamente a informação relevante, de forma clara e precisa, em linguagem acessível ao público investidor, indicando, ainda, sempre que possível, os valores envolvidos e outros esclarecimentos que a Companhia entender necessário.

A informação relevante deve ser divulgada ao público por meio de anúncio, no mínimo, em um dos seguintes canais de comunicação: (i) jornais de grande circulação utilizados regularmente para tal fim pela Companhia, ou (ii) pelo menos 1 (um) portal de notícias com página na rede mundial de computadores, que disponibilize, em seção disponível para acesso gratuito, a informação em sua integralidade. O anúncio divulgado na forma "(i)" mencionada pode ser publicado nos jornais utilizados regularmente para tal fim pela Companhia, podendo o anúncio conter a descrição resumida da informação relevante, desde que indique endereço na Internet onde esteja disponível a descrição completa da informação relevante, em teor, no mínimo, idêntico ao texto enviado à CVM e às Bolsas de Valores. Atualmente, os canais nos quais a Companhia divulga suas informações são o Jornal do Comércio do Rio Grande do Sul, Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Sul e no seu site, conforme o seguinte endereço: [www.aessul.com.br](http://www.aessul.com.br).

## 21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos

Se a divulgação de informações relevantes não ocorrer por qualquer meio de divulgação, inclusive informação à imprensa ou em reunião de entidades de classe, investidores, analistas ou com público selecionado, no País ou no exterior, a informação relevante será precedida ou divulgada simultaneamente à CVM, às Bolsas de Valores, entidade do mercado de balcão organizado em que os valores mobiliários da Companhia sejam negociados e ao público investidor em geral.

A Companhia, seus empregados, Diretores e quaisquer outras pessoas vinculadas, à exceção do Diretor de Relações com Investidores, não comentarão sobre rumores. Quando forem questionados sobre qualquer atividade ou boato envolvendo a Companhia que possa ser considerado informação relevante, tais pessoas deverão dirigir os referidos questionamentos à área de Relações com Investidores.

A informação relevante deverá ser divulgada antes do início ou após o encerramento dos negócios nas Bolsas de Valores. Caso as Bolsas de Valores não operem simultaneamente, a divulgação será feita observando o horário de funcionamento das Bolsas de Valores localizadas no território brasileiro.

Caso seja imperativo que a divulgação de ato ou fato relevante ocorra durante o horário de negociação, o Diretor de Relações com Investidores poderá, ao comunicar o ato ou fato relevante, solicitar, simultaneamente, às Bolsas de Valores a suspensão da negociação dos Valores Mobiliários de emissão da Companhia, pelo tempo necessário à adequada disseminação da informação relevante.

A informação relevante somente poderá deixar de ser divulgada em caso excepcional, se o Diretor de Relações com Investidores e os Acionistas Controladores ou os Administradores da Companhia (conforme o caso), concluírem, de forma justificada, que sua divulgação pode colocar em risco interesse legítimo da Companhia.

Além disso, caso a informação relevante esteja ligada a operações envolvendo diretamente os Acionistas Controladores e estes decidam por sua não divulgação, deverão informar o Diretor de Relações com Investidores da Companhia.

Nos demais casos, quando a informação relevante estiver ligada a operações envolvendo a Companhia, caberá aos Administradores decidir pela divulgação ou não da informação relevante e informar o Diretor de Relações com Investidores da Companhia. Os Acionistas Controladores e os Administradores, por meio do Diretor de Relações com Investidores da Companhia, poderão decidir por submeter à apreciação da CVM questão acerca da divulgação ao público de informação relevante que possa colocar em risco interesse legítimo da Companhia. O requerimento deverá ser dirigido ao Presidente da CVM, em envelope lacrado, no qual deverá constar a palavra "Confidencial".

Os Acionistas Controladores e os Administradores ficam obrigados a, diretamente ou através do Diretor de Relações com Investidores, divulgar imediatamente a Informação Relevante, na hipótese de esta escapar ao controle ou se ocorrer oscilação atípica na cotação, preço ou quantidade negociada dos valores mobiliários de emissão da Companhia.

As Pessoas Vinculadas devem guardar sigilo acerca de informações privilegiadas/relevantes às quais tenham acesso até que tais Informações Relevantes sejam divulgadas ao mercado, bem como zelar para que seus subordinados e terceiros de sua confiança também o façam. Devem, ainda, abster-se de discutir informações relevantes em lugares públicos. Da mesma forma, somente deverão tratar de assuntos relacionados à Informação Relevante com aqueles que dela tenham necessidade de ter conhecimento.

Para assegurar a manutenção do sigilo das informações relevantes e privilegiadas, devem ser adotadas, entre outras, as seguintes práticas:

- (i) manter todos os memorandos, correspondências e outros documentos que contenham informações relacionadas à Companhia, às Sociedades Controladas e às Sociedades Coligadas em local seguro, do qual somente a Pessoa em questão possua a chave (armário, gaveteiro etc.);
- (ii) evitar discussões a respeito de assuntos confidenciais da Companhia, das Sociedades Controladas ou das Sociedades Coligadas em locais em que a conversa possa ser ouvida por pessoas às quais o assunto não está endereçado (elevadores, restaurantes, etc.);
- (iii) não fazer quaisquer comentários sobre informações confidenciais da Companhia, das Sociedades Controladas ou das Sociedades Coligadas com familiares, colegas e conhecidos;
- (iv) não fornecer seu login e senha do computador profissional para outra pessoa, em hipótese alguma.

Em caso de dúvidas sobre o caráter relevante da informação recebida a respeito da Companhia, das Sociedades Controladas ou das Sociedades Coligadas, a Pessoa Relacionada deve: (i) evitar negociar com Valores Mobiliários e dar dicas de negociação a outrem até que se confirme que a informação em questão não é relevante ou venha a se tornar pública; e (ii) consultar a área de Relações com Investidores da Companhia antes de negociar com Valores Mobiliários e dar dicas de negociação a outrem.

Caso qualquer Pessoa Relacionada verifique que (a) uma Informação Relevante ainda não divulgada ao público tornou-se do conhecimento de pessoas diversas das que (i) tiveram originalmente conhecimento ou (ii) decidiram manter sigilosa a Informação

## 21.2 - Descrição da política de divulgação de ato ou fato relevante e dos procedimentos

relativos à manutenção de sigilo sobre informações relevantes não divulgadas

Relacionada, tal Pessoa Relacionada deverá comunicar imediatamente tais fatos ao Diretor de Relações com Investidores.

Todo e qualquer funcionário da Companhia deve seguir os seguintes procedimentos:

- (i) não falar por telefone ou fazer qualquer tipo de contato com áreas de pesquisa ou venda de ações de bancos ou investidores de modo geral;
- (ii) caso seja abordado pelo público externo, redirecionar o contato para a Diretoria de Relações com Investidores; e
- (iii) antes de conceder entrevistas para a imprensa que abordem cenários futuros, consultar a Diretoria de Relações com Investidores para alinhar o discurso com a informação divulgada ao mercado.

É obrigatória a presença de um funcionário da Diretoria de Relações com Investidores em todas as entrevistas que contemplem ou possam contemplar cenários futuros da Companhia.

A Diretoria de Relações com Investidores poderá revisar modelos financeiros ou minutas de projeções e relatórios de analistas unicamente com o objetivo de identificar premissas e parâmetros que contemplem dados de conhecimento público incorretos e que, por conseguinte levem a conclusões irrealistas.

No período entre o término de cada trimestre e a data de divulgação dos respectivos resultados da Companhia, os funcionários da Diretoria de Relações com Investidores observarão um "período de silêncio", durante o qual não farão qualquer comentário, nem a respeito das estimativas dos analistas nem com relação às próprias previsões e/ou estimativas futuras de desempenho.

Quando questionada pelos analistas sobre as estimativas e projeções de resultados da Companhia, a Diretoria de Relações com Investidores: não ratificará nem rejeitará o resultado estimado ou projetado, e, excetuado o período de silêncio, poderá questionar ao analista se as premissas de sua projeção estão em linha com as projeções do mercado, ou apontar algum dado conhecido que tenha sido omitido ou erro específico em fato histórico que o analista tenha utilizado em sua estimativa de resultado.

Em razão de circunstâncias extraordinárias, a Diretoria de Relações com Investidores poderá entender cabível pronunciar-se sobre esses relatórios e, nesse caso, fará essa indicação através de ampla divulgação ao mercado, na forma prevista no artigo 3º da Instrução CVM nº 358/2002.

As Pessoas Vinculadas responsáveis pelo descumprimento de qualquer disposição constante da Política de Divulgação da Companhia se obrigam a ressarcir a Companhia e/ou outras Pessoas Vinculadas e terceiros, de todos os prejuízos que venham a ser causados em decorrência, direta ou indireta, de tal violação.

A violação às regras estabelecidas na Política de Divulgação da Companhia, na Instrução CVM nº 358/2002 e nos demais dispositivos legais e regulamentares aplicáveis poderá sujeitar o infrator a responder processo administrativo sancionador e à aplicação, pela CVM, das penalidades previstas no artigo 11 da Lei nº 6.385. A violação às disposições da Política de Divulgação da Companhia sujeitará a Pessoa Vinculada a responder a procedimento interno de caráter disciplinar, o qual poderá resultar, inclusive, na perda do emprego ou no término da relação de prestação de serviços à Companhia.

A Política de Divulgação da Companhia pode ser consultada no site da CVM ([www.cvm.gov.br](http://www.cvm.gov.br)).

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

O Diretor de Relações com Investidores da Companhia é responsável pela execução e acompanhamento das políticas de divulgação e uso de informações e de negociação dos valores mobiliários de emissão da Companhia.

## **21.4 - Outras informações relevantes**

Todas as informações relevantes pertinentes a este tópico foram divulgadas nos itens acima.