

# Demonstrações Contábeis Societárias

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**  
**Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2017 e 2016**  
(Em milhares de reais)

<b>ATIVO</b>	<b>Nota</b>	<b>31/12/2017</b>	<b>31/12/2016</b>
	<b>explicativa</b>		
<b>Circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	5	17.974	11.544
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	162.801	30.236
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	362	526
Outros tributos a compensar	7	8.537	3.154
Estoques		2.631	303
Outros créditos	11	28.243	3.726
<b>Total do circulante</b>		<b>220.548</b>	<b>49.490</b>
<b>Não circulante</b>			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	11.308	278
Depósitos judiciais	18	27.424	3.848
Outros tributos a compensar	7	12.458	726
Créditos fiscais diferidos	9	-	7.269
Ativo financeiro da concessão	10	20.489	5.380
Outros créditos	11	14	-
Intangível	12	718.356	68.203
<b>Total do não circulante</b>		<b>790.048</b>	<b>85.704</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>1.010.596</b>	<b>135.194</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**  
**Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2017 e 2016**  
(Em milhares de reais)

<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>Nota explicativa</b>	<b>31/12/2017</b>	<b>31/12/2016</b>
<b>Circulante</b>			
Fornecedores	13	113.719	18.846
Empréstimos e financiamentos	14	141.699	10.441
Debêntures	15	32.616	-
Taxas regulamentares	16	25.551	3.105
Imposto de renda e contribuição social a recolher	17	994	1.039
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	17	28.457	5.133
Mútuo com Coligadas, controladas e controladora	26	46.780	-
Dividendo e juros sobre capital próprio	20	38.877	6.115
Obrigações estimadas com pessoal		4.096	493
Passivo financeiro setorial	8	3.389	4.364
Outras contas a pagar	19	27.812	4.765
<b>Total do circulante</b>		<b>463.989</b>	<b>54.300</b>
<b>Não circulante</b>			
Empréstimos e financiamentos	14	153.897	40.506
Débitos fiscais diferidos	9	327	-
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	18	29.482	3.986
Derivativos	29	1.167	1.156
Passivo financeiro setorial	8	8.385	4.050
Outras contas a pagar	19	12.886	941
<b>Total do não circulante</b>		<b>206.144</b>	<b>50.639</b>
<b>Patrimônio líquido</b>			
Capital social	20	170.396	20.632
Reserva de capital		563	86
Reserva legal		24.707	2.296
Reserva de retenção de lucros para investimento		18.041	-
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão		48.305	5.055
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		71.558	-
Dividendo		6.893	2.186
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>340.463</b>	<b>30.255</b>
<b>Total do passivo e do patrimônio líquido</b>		<b>1.010.596</b>	<b>135.194</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**  
**Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016**  
(Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	Nota explicativa	2017	2016
<b>Receita operacional líquida</b>	22	<b>300.990</b>	<b>136.613</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>			
Custo com energia elétrica	23	(180.168)	(91.203)
Custo de operação	24	(29.591)	(9.013)
Custo do serviço prestado a terceiros	24	(39.803)	(9.749)
<b>Lucro operacional bruto</b>		<b>51.428</b>	<b>26.648</b>
<b>Despesas operacionais</b>	24		
Despesas com vendas		(9.127)	(2.531)
Despesas gerais e administrativas		(18.413)	(6.781)
Outras despesas operacionais		(2.072)	(683)
<b>Resultado do serviço</b>		<b>21.814</b>	<b>16.653</b>
<b>Resultado financeiro</b>	25		
Receitas Financeiras		6.924	5.036
Despesas Financeiras		(13.589)	(8.827)
		<b>(6.666)</b>	<b>(3.791)</b>
<b>Lucro antes dos tributos</b>		<b>15.149</b>	<b>12.862</b>
Contribuição social	9	(912)	(1.337)
Imposto de renda	9	(2.517)	(3.537)
		<b>(3.429)</b>	<b>(4.875)</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>11.720</b>	<b>7.988</b>
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	21	<b>55,58</b>	<b>37,95</b>
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações preferenciais - R\$	21	<b>61,14</b>	<b>41,75</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**  
**Demonstrações dos resultados abrangentes para os períodos findos em**  
**31 de dezembro de 2017 e 2016**  
(Em milhares de reais)

	2017	2016
Lucro líquido do exercício	11.720	7.988
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b>11.720</b>	<b>7.988</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**  
**Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016**  
(Em milhares de reais)

	Capital social	Reserva de capital	Reserva de lucros				Dividendo	Lucros acumulados	Total
			Reserva legal	Reserva de retenção de lucros para investimentos	Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	Reserva estatutária - reforço de capital de giro			
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>19.357</b>	<b>1.371</b>	<b>1.897</b>	-	<b>5.759</b>	-	<b>138</b>	-	<b>28.521</b>
<b>Resultado abrangente total</b>									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	7.988	7.988
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>									
Aumento de capital	1.275	(1.275)	-	-	-	-	-	-	-
Constituição da reserva legal	-	-	399	-	-	-	-	(399)	-
Realização da correção monetária especial - lei nº 8.200/91	-	(9)	-	-	-	-	-	9	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	-	(704)	-	-	704	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>									
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	-	(6.115)	(6.115)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	2.186	(2.186)	-
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	(138)	-	(138)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>20.632</b>	<b>86</b>	<b>2.296</b>	-	<b>5.055</b>	-	<b>2.186</b>	-	<b>30.255</b>
<b>Resultado abrangente total</b>									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	11.720	11.720
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>									
Agrupamento de concessão - 31/10/2017 (nota 1.1)	149.764	486	19.296	18.041	45.174	26.486	42.643	-	301.891
Constituição da reserva legal	-	-	3.115	-	-	-	-	(3.115)	-
Constituição de reserva estatutária - reforço de capital de giro	-	-	-	-	-	45.072	(42.643)	(2.429)	-
Realização da correção monetária especial - lei nº 8.200/91	-	(10)	-	-	-	-	-	10	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	-	(1.923)	-	-	1.923	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>									
Juros sobre o capital próprio proposto	-	-	-	-	-	-	6.893	(8.109)	(1.216) (1)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	-	(2.186)	-	(2.186)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>170.396</b>	<b>563</b>	<b>24.707</b>	<b>18.041</b>	<b>48.305</b>	<b>71.558</b>	<b>6.893</b>	-	<b>340.463</b>

(1) Montante referente ao pagamento de imposto de renda sobre os juros sobre capital próprio.  
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**  
**Demonstrações dos fluxos de caixa**  
**para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016**  
(Em milhares de reais)

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>15.148</b>	<b>12.862</b>
<b>Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais</b>		
Amortização	10.949	3.586
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	3.849	917
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	3.098	330
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	11.117	7.759
Perda (ganho) na baixa de não circulante	2.072	683
PIS e COFINS diferidos	-	(193)
Outros	(44)	-
	<b>46.189</b>	<b>25.944</b>
<b>Redução (aumento) nos ativos operacionais</b>		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.398	(5.224)
Tributos a compensar	129	460
Depósitos judiciais	(109)	126
Ativo financeiro setorial	6.617	19.236
Contas a receber - CDE	(2.881)	326
Outros ativos operacionais	(275)	1.135
<b>Aumento (redução) nos passivos operacionais</b>		
Fornecedores	(26.302)	(6.777)
Outros tributos e contribuições sociais	637	948
Taxas regulamentares	5.718	(4.832)
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(2.281)	(490)
Passivo financeiro setorial	(14.747)	3.742
Contas a pagar - CDE	1.501	(117)
Outros passivos operacionais	2.943	(1.070)
	<b>18.537</b>	<b>33.407</b>
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações</b>		
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(3.632)	(1.186)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(8.883)	(11.476)
	<b>6.022</b>	<b>20.745</b>
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais</b>		
<b>Atividades de investimentos</b>		
Aumento de caixa decorrente do agrupamento das distribuidoras	26.440	-
Adições de intangível	(45.332)	(10.321)
	<b>(18.892)</b>	<b>(10.321)</b>
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimentos</b>		
<b>Atividades de financiamentos</b>		
Captação de empréstimos e debêntures	483	16.484
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(17.872)	(54.876)
Liquidação de operações com derivativos	(1.692)	13.524
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	-	(1.291)
Operações de mútuo com a controladora	38.380	(69)
	<b>19.299</b>	<b>(26.228)</b>
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento</b>		
<b>Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>6.429</b>	<b>(15.804)</b>
<b>Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>11.544</b>	<b>27.348</b>
<b>Saldo final de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>17.974</b>	<b>11.544</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**

**Demonstrações do valor adicionado para os períodos findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016**  
(Em milhares de reais)

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
<b>1 - Receita</b>	<b>479.259</b>	<b>240.715</b>
1.1 Receita de venda de energia e serviços	338.150	231.319
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	39.727	9.726
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(3.098)	(330)
<b>2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros</b>	<b>(271.013)</b>	<b>(121.393)</b>
2.1 Custo com energia elétrica	(200.575)	(101.475)
2.2 Material	(23.748)	(6.334)
2.3 Serviços de terceiros	(37.782)	(10.347)
2.4 Outros	(8.908)	(3.237)
<b>3 - Valor adicionado bruto (1+2)</b>	<b>208.247</b>	<b>119.323</b>
<b>4 - Retenções</b>	<b>(10.970)</b>	<b>(3.591)</b>
4.1 Amortização	(10.970)	(3.591)
<b>5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)</b>	<b>197.276</b>	<b>115.732</b>
<b>6 - Valor adicionado recebido em transferência</b>	<b>7.507</b>	<b>5.284</b>
6.1 Receitas financeiras	7.507	5.284
<b>7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)</b>	<b>204.784</b>	<b>121.016</b>
<b>8 - Distribuição do valor adicionado</b>		
<b>8.1 Pessoal e encargos</b>	<b>13.918</b>	<b>4.971</b>
8.1.1 Remuneração direta	8.420	3.353
8.1.2 Benefícios	4.858	1.351
8.1.3 F.G.T.S	640	267
<b>8.2 Impostos, taxas e contribuições</b>	<b>165.150</b>	<b>99.178</b>
8.2.1 Federais	93.972	55.366
8.2.2 Estaduais	71.118	43.753
8.2.3 Municipais	60	60
<b>8.3 Remuneração de capital de terceiros</b>	<b>13.997</b>	<b>8.879</b>
8.3.1 Juros	13.736	8.729
8.3.2 Aluguéis	261	150
<b>8.4 Remuneração de capital próprio</b>	<b>11.720</b>	<b>7.988</b>
8.4.1 Juros sobre capital próprio (incluindo adicional proposto)	8.109	8.301
8.4.2 Lucros (prejuízos retidos)	3.610	(314)
	<b>204.784</b>	<b>121.016</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

# Relatório da Administração

Senhores acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz" ou "Companhia") submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as demonstrações financeiras da Companhia, com o relatório dos auditores independentes, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados da Companhia em relação ao exercício de 2016, exceto quando especificado de outra forma.

## 1. Considerações iniciais

No exercício de 2017, ocorreu a incorporação das distribuidoras Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz"), Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista"), Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista") e Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa") ("Incorporadas"), pela Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Jaguari", cujo nome fantasia foi alterado para "CPFL Santa Cruz", ou "Incorporadora"). Em 21 de novembro de 2017, por meio da Resolução Autorizativa nº 6.723/2017, foi anuído pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, o agrupamento das concessões das 5 empresas, que se realizou mediante incorporação do acervo patrimonial, apurado em 31 de outubro de 2017, das Incorporadas pela Incorporadora em 31 de dezembro de 2017.

Como resultado do agrupamento, a nova CPFL Santa Cruz passou a ser responsável pelo fornecimento de energia elétrica de 45 municípios, sendo 41 localizados no Estado de São Paulo, três em Minas Gerais e três no Paraná, atendendo às demandas de 447 mil clientes.

Em 2017, a nova CPFL Santa Cruz cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de seus clientes. As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 15,7% em relação ao exercício de 2016. Destaca-se a classe comercial, que registrou um aumento de 5,5% ante 2016. Se considerarmos as cinco distribuidoras agrupadas, as vendas de energia para o mercado cativo teriam registrado uma redução de 4,4%, na comparação de 2017 com 2016.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações mais relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes.

## 2. Comentário sobre a conjuntura

### Ambiente macroeconômico

2017 foi marcado por um ambiente externo favorável, com influência benigna para as economias emergentes, contribuindo para a melhora das expectativas em nosso ambiente interno. Entre os principais destaques, pontuamos o bom desempenho da economia norte-americana, que anotou

resultados positivos em seus principais indicadores de atividade, com crescimento do PIB de 2,3%<sup>1</sup> em 2017. O desempenho mais pujante da zona do euro e da economia chinesa – com crescimento do PIB em 2017 de 2,5%<sup>2</sup> e 6,9%<sup>2</sup>, respectivamente, sustentam as perspectivas de que a economia mundial seguirá em crescimento – com impactos positivos para o cenário doméstico. Segundo o FMI, a economia global deverá crescer 3,8%<sup>2</sup> no biênio 2018-2019.

Após dois anos de recessão e sensível piora dos principais indicadores econômicos, 2017 se consolida como início do processo de retomada da atividade interna. Puxada pelo bom desempenho da indústria extrativa, cadeia automobilística e do setor de produtos eletrônicos e informática, a produção industrial cresceu 2,5%<sup>3</sup> em 2017, superando as estimativas do início do ano. São também destaques a redução do nível dos estoques excessivos e gradual melhora do ambiente de negócios, verificada pela retomada da confiança dos empresários ao patamar pré-crise. A expectativa do mercado é que a produção industrial cresça aproximadamente 4,0%<sup>3</sup> em 2018, recompondo parte das perdas acumuladas ao longo da recessão.

Junto do processo de retomada da atividade fabril, assistiu-se, em 2017, a recomposição do mercado de trabalho e do consumo interno. Ainda que com contribuição da informalidade, a ocupação cresceu de maneira expressiva ao longo de 2017 (2,1% no ano), acompanhada de ganhos reais da renda – cuja expansão em 2017 foi de 3,2%<sup>4</sup>. O alívio dos preços, melhores leituras da taxa de desemprego (desocupação: 11,8% em dezembro/17<sup>5</sup>), fatores não recorrentes de estímulo à atividade – como o saque das contas inativas do FGTS, que injetou R\$ 44 milhões no mercado doméstico – contribuíram de forma bastante positiva para a retomada das condições de consumo, agregado fundamental para o crescimento da economia brasileira.

O choque positivo da oferta de alimentos é outro elemento positivo a se destacar, uma vez que garantiu a queda expressiva dos principais índices de preços. Em 2017, IPCA e IGP-M fecharam em 2,9%<sup>5</sup> e -0,5%<sup>6</sup>, respectivamente, abaixo do piso das metas inflacionárias. Para 2018, a expectativa do mercado é que ambos índices fiquem no centro da meta, com projeções de 3,7% e 4,2%, respectivamente<sup>3</sup>.

À luz do baixíssimo nível inflacionário, o Banco Central definiu uma política monetária claramente expansionista, promovendo sucessivos ajustes na taxa de juros ao longo do ano. A Selic encerra 2017 em 7,0% ao ano. Na reunião de fevereiro/2018, o Copom aprovou um corte adicional, levando a taxa para 6,75%. Vale ressaltar que a mediana do mercado aponta como provável um corte adicional de 25 pontos-base na próxima reunião (21/março), levando os juros para 6,5% em 2018 – patamar historicamente baixo – numa clara posição da autoridade monetária em relação ao estímulo da economia.

Por último, vale destacar que seguem alguns desafios estruturais para os próximos anos, tais como o nível de ociosidade a ser ocupado na indústria, a necessidade de estimular investimentos produtivos e o avanço das reformas que garantam uma trajetória sustentável das contas públicas. A disputa eleitoral em 2018 coloca algumas dessas questões em compasso de espera – como, por exemplo, a agenda de discussões acerca das reformas estruturais –, além de conferir volatilidade às projeções econômicas. Em síntese, após a divulgação do PIB de 2017 – cuja expansão de 1,0% está em linha com as expectativas dos principais agentes de mercado – o crescimento previsto para 2018 é de 2,9%<sup>3</sup>, de acordo com o Boletim Focus.

## **Tarifas de energia elétrica**

### **Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2017:**

Em 21 de março de 2017, a ANEEL publicou a REH nº 2.213 da Companhia Jaguari de Energia, a REH nº 2.211 da Companhia Luz e Força Santa Cruz, a REH nº 2.210 da Companhia Leste Paulista de Energia, a REH nº 2.209 da Companhia Sul Paulista de Energia e a REH nº 2.212 da Companhia Luz e Força Mococa, onde fixou a revisão das tarifas da Companhia e das empresas incorporadas a partir de 22 de março de 2017, conforme demonstrado no quadro a seguir (conforme divulgado nas REH):

---

<sup>1</sup> Fonte: BEA.

<sup>2</sup> Fonte: FMI.

<sup>3</sup> Fonte: Boletim Focus (02/03/18).

<sup>4</sup> Fonte: LCA Consultores.

<sup>5</sup> Fonte: IBGE.

<sup>6</sup> Fonte: FGV.

Segue abaixo o detalhe das revisões tarifárias das empresas agrupadas:

	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
Resolução Homologatória	2.211	2.210	2.213	2.209	2.212
<b>Reajuste</b>	<b>-1,28%</b>	<b>0,77%</b>	<b>2,05%</b>	<b>1,63%</b>	<b>1,65%</b>
Parcela A	0,88%	1,26%	3,26%	0,44%	2,78%
Parcela B	0,48%	1,92%	0,62%	0,53%	0,67%
Componentes Financeiros	-2,65%	-2,41%	-1,83%	0,66%	-1,80%
<b>Efeito para o consumidor</b>	<b>-10,37%</b>	<b>-3,28%</b>	<b>-8,41%</b>	<b>-4,15%</b>	<b>-2,56%</b>
Data de entrada em vigor	22/03/2017	22/03/2017	22/03/2017	22/03/2017	22/03/2017

### 3. Desempenho operacional

**Cientes:** a nova CPFL Santa Cruz, considerando as cinco distribuidoras agrupadas, encerrou o ano com 447 mil clientes, com aumento de 8 mil consumidores.

**Vendas de energia:** em 2017, as vendas para o mercado cativo totalizaram 380 GWh, uma redução de 15,7% em relação a 2016. Destaca-se o crescimento da classe comercial (5,5%). Se considerarmos as cinco distribuidoras agrupadas, as vendas de energia para o mercado cativo teriam registrado uma redução de 4,4%, na comparação de 2017 com 2016.

#### Qualidade dos serviços prestados

**Atendimento ao cliente:** as empresas que compõem a nova CPFL Santa Cruz obtiveram, em 2017, os Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) abaixo, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica-ABRADEE. O índice foi superior à média nacional de 76,8%:

ISQP - Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida	2017
CPFL Leste Paulista	84,1
CPFL Santa Cruz	87,0
CPFL Jaguari	84,8
CPFL Mococa	82,5
CPFL Sul Paulista	89,5
<b>Resultado ABRADEE (Nacional)</b>	<b>76,8</b>

**Fornecimento de energia:** A nova CPFL Santa Cruz desenvolve iniciativas para aprimorar a gestão operacional e a logística de serviços de rede. Também realiza um programa intenso de inspeções e manutenções preventivas dos ativos elétricos. Segue abaixo uma planilha descrevendo os resultados dos índices de fornecimento de energia em 2017: o DEC, que mede a duração equivalente de interrupção por cliente, em horas, e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, em vezes:

Indicadores* DEC e FEC				
Distribuidora	DEC (horas)		FEC (n° vezes)	
	2017	2016	2017	2016
CPFL Santa Cruz	4,82	5,65	3,69	4,09
CPFL Jaguari	6,31	7,10	5,64	6,13
CPFL Mococa	5,92	10,56	6,04	6,63
CPFL Leste Paulista	7,91	8,01	6,19	5,73
CPFL Sul Paulista	8,20	15,20	6,77	11,76

\*Valores anualizados

## 4. Desempenho econômico-financeiro

Em 21 de novembro de 2017, a ANEEL autorizou o agrupamento das concessões das seguintes distribuidoras de energia elétrica: Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa, passando, a partir de 1º de janeiro de 2018 a operar somente sob uma distribuidora, a incorporadora, Companhia Jaguari de Energia, com nome fantasia de CPFL Santa Cruz. O Acervo das empresas incorporadas foi apurado na data base de 31 de outubro de 2017. Os comentários da administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as Demonstrações Financeiras e Notas Explicativas e considerando a inclusão do acervo no que se refere ao balanço patrimonial e dos resultados de novembro e dezembro das empresas incorporadas no que se refere ao resultado do período.

**Receita operacional:** Em 2017, a nova CPFL Santa Cruz acumulou receita líquida de R\$ 301 milhões. Esse resultado reflete os 672 GWh na quantidade de energia vendida no ano.

**Geração operacional de caixa (EBITDA):** o EBITDA é uma medida não contábil calculada pela Administração a partir da soma de lucro, impostos, resultado financeiro e amortização. Essa medida serve como indicador do desempenho do *management* e é habitualmente acompanhada pelo mercado.

<b>Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA</b>		
	<b>2017</b>	<b>2016</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>11.720</b>	<b>7.988</b>
Amortização	10.949	3.586
Resultado Financeiro	6.666	3.791
Contribuição Social	912	1.337
Imposto de Renda	2.517	3.537
<b>EBITDA</b>	<b>32.764</b>	<b>20.239</b>

Em 2017, o EBITDA da nova CPFL Santa Cruz foi de R\$ 33 milhões.

**Lucro líquido:** Em 2017, a nova CPFL Santa Cruz apurou lucro líquido de R\$ 12 milhões. Esse resultado é reflexo do efeito positivo do EBITDA (R\$ 12 milhões).

**Endividamento:** no final de 2017, a dívida financeira (incluindo derivativos) da nova CPFL Santa Cruz atingiu R\$ 329,4 milhões, considerarmos as cinco distribuidoras agrupadas.

## 5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 45 milhões na ampliação, considerarmos as cinco distribuidoras agrupadas, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atendimento ao crescimento de mercado e melhoria de eficiência e qualidade, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros.

## 6. Sustentabilidade e Responsabilidade Corporativa

A nova CPFL Santa Cruz desenvolve iniciativas que buscam gerar valor para todos os seus públicos de relacionamento e mitigar os impactos de suas operações por meio da gestão dos riscos econômicos, ambientais e sociais associados aos seus negócios. Abaixo estão relacionados os destaques do exercício:

**Plataforma de sustentabilidade:** consiste na ferramenta de gestão da sustentabilidade, integrada ao planejamento estratégico do Grupo CPFL. Contempla: a) Temas relevantes para a condução dos negócios, definidos junto a públicos de relacionamento; b) Alavancas de valor relacionadas aos temas; c) Indicadores estratégicos corporativos, com metas de desempenho para o curto e médio prazo.

**Comitê de Sustentabilidade:** principal órgão interno de governança da sustentabilidade, também responsável pelo monitoramento da Plataforma.

**Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética (SGDE):** A reestruturação do SGDE foi implantada em 31/08/16 e contou com o acompanhamento permanente, em todas as suas etapas, do Conselho de Administração, através do Comitê de Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade e do Conselho Fiscal, inclusive quanto aos fluxos dos registros éticos recebidos. Atualmente, o SGDE é composto por 7 elementos, considerados chaves para a atuação da holding e de suas empresas controladas na cultura da gestão da ética, que são: (i) Código de Conduta Ética; (ii) Comitê de Ética e Conduta Empresarial (COMET); (iii) Regimento Interno do COMET; (iv) Canal Externo de Ética; (v) CPD (Comissão de Processamento de Denúncias); (vi) Plano de Divulgação; e (vii) Capacitação. Podemos destacar ações ocorridas/implementadas no SGDE, tais como: O Selo Pró-Ética 2017. O prêmio foi concedido pela Controladoria Geral da União (CGU) a um seleto grupo de 23 empresas dentre 375 inscritas, que fomentam a adoção voluntária de medidas de integridade e comprometidas em implementar ações voltadas à prevenção, detecção e remediação de atos de corrupção e fraude, a implantação do SGDE na RGE Sul, Workshop sobre o SGDE, com abrangência em todas as empresas controladas diretas do Grupo, Canais Executivos (comunicados internos) específicos oriundo das reuniões do COMET, Semana da Integridade que entre outras ações contou com a palestra do professor da Unicamp Leandro Karnal com o tema "Corrupção as ações que cada um tem em seu dia a dia". O Comitê realizou 8 reuniões em 2017 para tratar de temas relacionados à gestão da ética, bem como para analisar as sugestões, consultas e denúncias recebidas no período.

**Relacionamento com a comunidade: (i) Eficiência Energética (0,5% da ROL)** - foram investidos mais de R\$ 738,3 mil, sendo R\$ 572,7 mil em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo, que resultaram na troca de 2.000 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED) e troca de 150 geladeiras, no Poder Público houve um investimento de mais R\$ 24,8 mil e realizadas ações de Comunicação e Marketing para melhoria no uso final de energia elétrica na classe Residencial com um investimento de mais R\$ 58,9 mil. Deste total, R\$ 656,4 mil (0,4%) foram investidos em clientes e R\$ 81,9 mil (0,1%), foram provisionados, conforme Lei 13.280/2016, a serem repassadas oportunamente para o PROCEL e **(ii) Escola de Eletricista** - visa formar um banco de eletricistas capacitados e mitigar riscos advindos do apagão de mão de obra. Constitui um investimento social por oferecer qualificação gratuita para o mercado de trabalho, além de capacitar futuros colaboradores em fase de pré-contratação. Em 2017 foram formados 33 novos eletricistas, sendo que 18 deles foram contratados.

**Gestão ambiental:** (i) a nova CPFL Santa Cruz possui um Sistema de Gestão Ambiental estruturado nos requisitos da norma ISO 14001 e segue as diretrizes do SGA da CPFL Energia; (ii) suas Estações Avançadas são periodicamente avaliadas quanto aos riscos ambientais e requisitos legais, com estabelecimento de um ranking e de um plano de ação para melhorias; (iii) para situações de emergências ambientais, a distribuidora possui contrato com empresa especializada, além de um seguro. Para ocorrências de menor extensão, kits de emergência estão disponíveis para uso imediato; (iv) em 2016, a empresa realizou o inventário de emissões de gases de efeito estufa relativas a 2015, integrante do inventário da CPFL Energia, premiado com medalha de ouro pelo Programa Brasileiro GHG Protocol; (v) deu continuidade ao Programa de Arborização Urbana, com doações de mudas a Prefeituras.

## 7. Auditores Independentes

A KPMG Auditores Independentes (KPMG) foi contratada pela nova CPFL Santa Cruz para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da nova CPFL Santa Cruz.

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, de revisão das informações intermediárias e de auditoria de Sox, a KPMG prestou serviços de asseguarção de *covenants* e serviços de *compliance* tributário.

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

A KPMG declarou à Administração que, em razão do escopo e dos processos executados, as prestações dos serviços supramencionados não afetam a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa.

## 8. Agradecimentos

A Administração da nova CPFL Santa Cruz agradece aos seus acionistas, clientes, fornecedores e comunidades de sua área de atuação, pela confiança depositada na companhia no ano de 2017. Agradece, ainda, de forma especial, aos seus colaboradores pela competência e dedicação para o cumprimento dos objetivos e metas estabelecidos.

***A Administração***

**Para mais informações sobre o desempenho desta e de outras empresas do Grupo CPFL Energia, ac**

**COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA**  
**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**  
**PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016**  
**(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

**( 1 ) CONTEXTO OPERACIONAL**

A Companhia Jaguari de Energia (com nome fantasia “CPFL Santa Cruz” ou “Companhia”) é uma sociedade por ações de capital fechado, que tem por objeto social a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em qualquer de suas formas, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Adicionalmente, a Companhia está autorizada a participar de programas que visem outras formas de energia, de tecnologias e de serviços, inclusive exploração de atividades derivadas, direta ou indiretamente, da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora.

A sede social da Companhia está localizada à Rua Vigato, nº 1620, 1º andar, sala 03, na cidade de Jaguariúna, estado de São Paulo, CEP 13820-000.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos até 7 de julho de 2045.

A área de concessão da Companhia contempla 45 municípios, sendo 39 no interior do Estado de São Paulo, 3 no norte do Estado do Paraná e 3 no sul do Estado de Minas Gerais, atendendo a aproximadamente 447 mil consumidores, entre os principais municípios estão Itapetininga, Jaguariúna, Mococa, Ourinhos e São José do Rio Pardo.

**1.1 Agrupamento de concessões de distribuição de energia elétrica**

Em 21 de novembro de 2017 a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 6.723/2017, autorizou o agrupamento das seguintes distribuidoras de energia elétrica, Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa, nos termos da Resolução Normativa nº 716/2016 de 03 de maio de 2016. Passando a partir de 01 de janeiro de 2018 a operar somente sob uma distribuidora, a incorporadora, Companhia Jaguari de Energia, com nome fantasia de CPFL Santa Cruz.

Em 27 de novembro de 2017, com base em Laudo de Avaliação Contábil na data base de 31 de outubro de 2017, a Diretoria Executiva ratificou a incorporação das distribuidoras Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa na empresa Companhia Jaguari de Energia.

Em 31 de dezembro de 2017, através das Assembleias Gerais Extraordinárias (“AGE”) realizadas nas empresas agrupadas foi ratificada a decisão da Diretoria Executiva de 27 de novembro de 2017.

O Acervo das incorporadas foi avaliado com base em seu valor contábil, calculado com base nos balanços patrimoniais das incorporadas na data base de 31 de outubro de 2017, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os Laudos de Avaliação dos acervos das incorporadas foram vertidos para a Companhia Jaguari de Energia, em conformidade com o disposto no art. 227 da Lei das S.A. e foram preparados pela empresa de avaliação independente KPMG Auditores Independentes. De acordo com o artigo 224, inciso III da Lei das S.A., foi definido pela administração no “protocolo de incorporação e instrumento de justificação”, que a variação patrimonial dos acervos ocorrida entre a data base da operação, 31 de outubro de 2017, e a data da efetivação da incorporação, 31 de dezembro de 2017, foi refletida na incorporadora diretamente em contas de resultado do período, afetando o patrimônio líquido.

O acervo das empresas incorporadas apurado na data base de 31 de outubro de 2017 está demonstrado abaixo:

Acervo Líquido Contábil	Santa Cruz 31/10/2017	Leste Paulista 31/10/2017	Sul Paulista 31/10/2017	Mococa 31/10/2017	Total 31/10/2017
<b>ATIVO</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	20.078	3.506	1.653	1.202	26.440
Consumidores, concessionárias e permissionárias	80.475	24.459	26.601	16.511	148.047
Tributos a compensar	7.428	3.201	4.583	1.693	16.905
Ativo financeiro da concessão	7.147	2.607	3.032	1.526	14.312
Intangível	257.435	120.213	156.899	84.265	618.812
Outros ativos	19.251	12.977	12.603	5.647	50.478
<b>Total do Ativo</b>	<b>391.814</b>	<b>166.962</b>	<b>205.372</b>	<b>110.844</b>	<b>874.993</b>
<b>PASSIVO</b>					
Fornecedores	68.228	16.828	24.825	11.294	121.175
Empréstimos e financiamentos	82.163	65.497	63.761	44.822	256.244
Debêntures	33.787	-	-	-	33.787
Impostos, taxas e contribuições	11.340	4.341	6.305	3.264	25.249
Dividendo e juros sobre capital próprio	5.503	2.030	18.285	4.759	30.576
Passivo financeiro setorial	5.138	3.829	-	1.095	10.062
Encargos setoriais	17.366	4.857	7.918	3.278	33.418
Provisões para contingências	4.223	10.044	6.724	2.094	23.084
Outros passivos	15.001	3.933	16.173	4.402	39.509
<b>Total do Passivo</b>	<b>242.748</b>	<b>111.358</b>	<b>143.990</b>	<b>75.007</b>	<b>573.103</b>
<b>ACERVO LÍQUIDO CONTÁBIL</b>	<b>149.067</b>	<b>55.605</b>	<b>61.382</b>	<b>35.837</b>	<b>301.891</b>

## 1.2 Capital circulante líquido negativo

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia apresentou nas demonstrações financeiras o capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 243.441. A Companhia vem trabalhando nos planos de redução do capital circulante líquido negativo e em janeiro de 2018 captou debêntures no montante de R\$ 190.000 (nota 32.2). Adicionalmente a Companhia tem histórico de lucros, bem como projeção de lucratividade e geração de caixa, o que suporta e viabiliza o plano de renegociação para redução nos custos da dívida da Companhia.

## (2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

### 2.1 Base de preparação

As demonstrações financeiras foram preparadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC").

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

A Administração afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia.

As demonstrações contábeis regulatórias estarão disponíveis no site da ANEEL ("www.aneel.gov.br") e da Companhia ("www.cpfll.com.br") a partir da data estabelecida pelo Órgão Regulador.

A autorização para a conclusão destas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 12 de março de 2018.

### 2.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo, ii) instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado e iii) ativos financeiros disponíveis para venda mensurados ao valor justo. A classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1, 2 ou 3 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 29 de Instrumentos Financeiros.

### 2.3 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e adote estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas.

Por definição, as estimativas contábeis raramente serão iguais aos respectivos resultados reais.

Desta forma, a Administração da Companhia revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

As principais contas contábeis que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que possuam um risco de resultar em um ajuste material, caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas em períodos subsequentes, são:

- Nota 6 – Consumidores, concessionárias e permissionárias (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 8 – Ativo e passivo financeiro setorial (determinados componentes financeiros que podem surgir sem metodologia prévia);
- Nota 9 – Créditos e débitos fiscais diferidos (reconhecimento de ativos: disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados);
- Nota 10 – Ativo financeiro da concessão (premissas para determinação do valor justo com base em dados não observáveis significativos);
- Nota 11 – Outros créditos (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 12 – Intangível (principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 18 – Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais (reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos);
- Nota 22 – Receita operacional líquida (premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não faturados); e
- Nota 29 – Instrumentos financeiros (premissas para determinação do valor justo com base em dados não observáveis significativos).

#### **2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação**

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

#### **2.5 Demonstração do valor adicionado**

A Companhia elaborou as demonstrações do valor adicionado (“DVA”) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

#### **2.6 Agrupamento das distribuidoras**

O registro contábil do acervo apurado na data base de 31 de outubro de 2017 e da variação patrimonial ocorrida entre a data base do acervo e a data da efetivação da incorporação ocorrida em 31 de dezembro de 2017, das empresas incorporadas, foram refletidas na Companhia diretamente em contas de patrimônio líquido e de resultado, respectivamente.

No intuito de um melhor entendimento dos números apresentados neste balanço e possibilitar a comparabilidade entre os exercícios, seguem quadros demonstrativos com os efeitos da incorporação:

a) Ativo das empresas incorporadas em 31 de dezembro de 2017

<b>ATIVO</b>	<b>Nota explicativa</b>	<b>31/12/2017</b>
<b>Circulante</b>		
Caixa e equivalentes de caixa	5	14.648
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	136.737
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	422
Outros tributos a compensar	7	7.654
Ativo financeiro setorial	8	2.409
Estoques		2.352
Outros créditos	11	22.697
<b>Total do circulante</b>		<b>186.919</b>
<b>Não circulante</b>		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	10.851
Depósitos judiciais	18	23.461
Outros tributos a compensar	7	11.450
Créditos fiscais diferidos	9	660
Ativo financeiro da concessão	10	14.847
Outros créditos	11	12
Intangível	12	639.983
<b>Total do não circulante</b>		<b>701.266</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>888.185</b>

b) Passivo das empresas incorporadas em 31 de dezembro de 2017

<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>Nota explicativa</b>	<b>31/12/2017</b>
<b>Circulante</b>		
Fornecedores	13	96.324
Empréstimos e financiamentos	14	127.881
Debêntures	15	32.616
Taxas regulamentares	16	20.734
Imposto de renda e contribuição social a recolher	17	771
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	17	22.927
Coligadas, controladas e controladora	26	43.645
Dividendo e juros sobre capital próprio	20	30.576
Obrigações estimadas com pessoal		3.631
Passivo financeiro setorial	8	4.547
Outras contas a pagar	19	23.861
<b>Total do circulante</b>		<b>407.514</b>
<b>Não circulante</b>		
Empréstimos e financiamentos	14	123.958
Débitos fiscais diferidos	9	7.880
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	18	24.561
Derivativos	29	875
Passivo financeiro setorial	8	6.762
Outras contas a pagar	19	10.919
<b>Total do não circulante</b>		<b>174.955</b>
<b>Patrimônio líquido</b>		
Capital social	20	148.570
Reserva de capital		1.679
Reserva legal		19.296
Reserva de retenção de lucros para investimento		18.041
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão		43.864
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		26.486
Dividendo		5.174
Lucros acumulados		42.605
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>305.716</b>
<b>Total do passivo e do patrimônio líquido</b>		<b>888.185</b>

c) Demonstração dos resultados das empresas incorporadas de novembro e dezembro de 2017

	Nota explicativa	Novembro e dezembro de 2017
<b>Receita operacional líquida</b>	22	<b>877.657</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>		
Custo com energia elétrica	23	(493.101)
Custo de operação	24	(95.057)
Custo do serviço prestado a terceiros	24	(114.736)
<b>Lucro operacional bruto</b>		<b>174.763</b>
<b>Despesas operacionais</b>	24	
Despesas com vendas		(23.408)
Despesas gerais e administrativas		(47.069)
Outras despesas operacionais		(4.585)
<b>Resultado do serviço</b>		<b>99.702</b>
<b>Resultado financeiro</b>	25	
Receitas financeiras		25.907
Despesas financeiras		(47.508)
		<b>(21.601)</b>
<b>Lucro antes dos tributos</b>		<b>78.101</b>
Contribuição social	9	(6.078)
Imposto de renda	9	(16.705)
		<b>(22.783)</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>55.318</b>

### ( 3 ) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis utilizadas na preparação dessas demonstrações financeiras estão descritas a seguir. Essas políticas foram aplicadas de maneira consistente em todos os períodos apresentados.

#### 3.1 Caixa e equivalentes de caixa

Nas demonstrações de fluxo de caixa, caixa e equivalentes de caixa incluem saldos negativos de contas garantidas que são exigíveis imediatamente e são parte integrante da gestão de caixa da Companhia.

Caixa e equivalentes de caixa compreendem a saldos de caixa e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data da contratação, os quais estão sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor justo e são utilizados pela Companhia na gestão das obrigações de curto prazo.

#### 3.2 Contratos de concessão

O ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão estabelece diretrizes gerais para o reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados em contratos de concessão e são aplicáveis para situações em que o Poder Concedente controle ou regulamente quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem os serviços devem ser prestados e por qual preço e controle qualquer participação residual significativa na infraestrutura ao final do prazo da concessão.

Atendidas estas definições, a infraestrutura da Companhia é segregada e movimentada desde a data de sua construção, cumprindo as determinações existentes nos CPCs, de modo que seja registrado nas demonstrações financeiras (i) um ativo intangível, correspondendo ao direito de explorar a concessão mediante cobrança aos usuários dos serviços públicos, e (ii) um ativo financeiro, correspondendo ao direito contratual incondicional de recebimento de caixa (indenização), mediante reversão dos ativos ao término da concessão.

O valor do ativo financeiro da concessão é determinado com base em seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos da concessão, conforme legislação vigente estabelecida pelo órgão regulador (ANEEL),

e leva em consideração as alterações no fluxo de caixa estimado, tomando por base principalmente os fatores como preço novo de reposição e atualização pelo IPCA. O ativo financeiro enquadra-se na categoria de disponível para venda e as mudanças nos fluxos de caixa têm como contrapartida a conta de receita operacional (notas 4 e 22).

O montante remanescente é registrado no ativo intangível e corresponde ao direito de cobrar os consumidores pelos serviços de distribuição de energia elétrica, sendo sua amortização realizada de acordo com o padrão de consumo que reflita o benefício econômico esperado até o término da concessão.

A prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 17 (R1) – Contratos de Construção, tendo como contrapartida um ativo financeiro correspondendo aos valores passíveis de indenização, e os montantes residuais classificados como ativo intangível que serão amortizados pelo prazo da concessão de acordo com o padrão econômico que contraponha a receita cobrada pelo consumo de energia elétrica.

Em função (i) do modelo tarifário, que não prevê margem de lucro para a atividade de construção da infraestrutura, (ii) da forma como a Companhia gerencia as construções, através do alto grau de terceirização, e (iii) de não existir qualquer previsão de ganhos em construções nos planos de negócio da Companhia, a Administração julga que as margens existentes nesta operação são irrelevantes e, portanto, nenhum valor adicional ao custo é considerado na composição da receita. Desta forma, as receitas e os respectivos custos de construção estão sendo apresentados na demonstração do resultado do exercício nos mesmos montantes.

### **3.3 Instrumentos financeiros**

#### **- Ativos financeiros**

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento. O desreconhecimento de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos respectivos fluxos de caixa do ativo expiram ou quando os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. A Companhia possui os seguintes principais ativos financeiros:

- i. Registrados pelo valor justo por meio do resultado: são ativos mantidos para negociação ou designados como tal no momento do reconhecimento inicial. A Companhia gerencia estes ativos e toma decisões de compra e venda com base em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e sua estratégia de investimentos. Estes ativos financeiros são registrados pelo respectivo valor justo, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício.
- ii. Empréstimos e recebíveis: são ativos com pagamentos fixos ou determináveis que não são cotados no mercado ativo. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo, e, após o reconhecimento inicial, reconhecidos pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros deduzidos de perdas por redução ao valor recuperável.
- iii. Disponíveis para venda: são ativos não derivativos designados como disponíveis para venda ou que não se classifiquem em nenhuma das categorias anteriores. Após o reconhecimento inicial, os juros calculados pelo método da taxa efetiva de juros são reconhecidos na demonstração de resultado como parte do resultado operacional para as variações da expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão da Companhia, enquanto que as variações para registro ao valor justo são reconhecidas em outros resultados abrangentes. O resultado acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado do exercício no momento da realização do ativo.

#### **- Passivos financeiros**

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia possui os seguintes principais passivos financeiros:

- (i) Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação no curto prazo, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou, (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos e, para qualquer alteração na mensuração subsequente dos valores justos, a contrapartida é o resultado.
- (ii) Outros passivos financeiros (não mensurados pelo valor justo por meio do resultado): são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros.

Os ativos e passivos financeiros somente são compensados e apresentados pelo valor líquido quando existe o direito legal de compensação dos valores e haja a intenção de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente. As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 29.

#### **- Capital social**

Ações ordinárias e preferenciais são classificadas como capital social no patrimônio líquido. Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opções de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, líquidos de quaisquer efeitos tributários. Ações preferenciais não dão direito a voto e possuem preferência na liquidação da sua parcela do capital social. As ações preferenciais têm direito a um dividendo 10% superior ao pago a detentores de ações ordinárias.

Em 26 de dezembro de 2017 através da AGE, foi efetuado alteração no estatuto social da Companhia para a conversão das ações preferenciais em ordinárias, na relação de conversão de ações em que, para cada 1 (uma) ação preferencial, será entregue 1 (uma) ação ordinária, por meio do cancelamento das ações preferenciais e da emissão de 11.746.789 (onze milhões, setecentas e quarenta e seis mil, setecentas e oitenta e nove) ações ordinárias.

#### **3.4 Intangível**

Inclui os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos como ágios, direito de exploração de concessões, *softwares* e servidão de passagem.

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões é originado dos investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão). Em função do contrato de concessão de distribuição de energia elétrica firmado pela Companhia, o ativo intangível registrado corresponde ao direito que a Companhia possui de cobrar os usuários pelo uso da infraestrutura da concessão. Uma vez que o prazo para exploração é definido contratualmente, este ativo intangível, de vida útil definida, é amortizado pelo prazo de concessão, de acordo com uma curva que reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados. Para mais informações vide nota 3.2.

Os itens que compõem a infraestrutura são vinculados diretamente à operação da Companhia, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A ANEEL, através da Resolução nº 20 de 3 de fevereiro de 1999, alterada pela Resolução Normativa (“REN”) nº 691 de 8 de dezembro de 2015, dispensa as concessionárias do serviço público de energia elétrica de prévia anuência para desvincular do seu acervo patrimonial bens móveis e imóveis considerados inservíveis à concessão, sendo o produto da alienação dos bens depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

#### **3.5 Redução ao valor recuperável (“*impairment*”)**

##### **- Ativos financeiros**

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável, que possa ocorrer após o reconhecimento inicial desse ativo e que tenha um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados.

A Companhia avalia a evidência de perda de valor para recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento tanto no nível individualizado, como no nível coletivo para todos os títulos significativos. Recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda de valor recuperável de forma coletiva, a Companhia utiliza tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da Administração se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

A redução do valor recuperável de um ativo financeiro é reconhecida como segue:

- i. Custo amortizado: pela diferença entre o valor contábil e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados descontados à taxa efetiva de juros original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada a crédito no resultado.
- ii. Disponíveis para venda: pela diferença entre o custo de aquisição, líquido de qualquer reembolso e amortização do principal, e o valor justo atual, decrescido de qualquer redução por perda ao valor

recuperável previamente reconhecida no resultado.

Para os ativos financeiros registrados pelo custo amortizado e/ou títulos de dívida classificados como disponível para venda, caso exista aumento (ganho) em períodos subsequentes ao reconhecimento da perda, a perda de valor é revertida contra o resultado. Todavia, qualquer recuperação subsequente no valor justo de um título patrimonial classificado como disponível para venda para o qual tenha sido registrada perda ao valor recuperável é reconhecido em outros resultados abrangentes.

#### **- Ativos não financeiros**

Os ativos não financeiros com vida útil indefinida são testados anualmente para a verificação se seus valores contábeis não superam os respectivos valores de realização. Os demais ativos sujeitos à amortização são submetidos ao teste de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil possa não ser recuperável.

O valor da perda corresponderá ao excesso do valor contábil comparado ao valor recuperável do ativo, representado pelo maior valor entre (i) o seu valor justo, líquido dos custos de venda do bem, ou (ii) o seu valor em uso.

Os ativos são segregados e agrupados nos menores níveis existentes para os quais existem fluxos de caixa identificáveis (Unidade Geradora de Caixa – “UGC”). Caso seja identificada uma perda ao valor recuperável, a respectiva perda é registrada na demonstração do resultado. Exceto pelo ágio, em que a perda não pode ser revertida no período subsequente, caso exista, também é realizada uma análise para possível reversão do *impairment*.

### **3.6 Provisões**

As provisões são reconhecidas em função de um evento passado quando há uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável e se for provável (mais provável que sim do que não) a exigência de um recurso econômico para liquidar esta obrigação. Quando aplicável, as provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de desembolso de caixa futuros esperados a uma taxa que considera as avaliações atuais de mercado e os riscos específicos para o passivo. Os efeitos do desreconhecimento pelo desconto pela passagem do tempo são reconhecidos no resultado como despesa financeira.

### **3.7 Benefícios a empregados**

A Companhia possui benefícios pós-emprego e planos de pensão, reconhecidos por competência em conformidade com o CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados. O plano é caracterizado como Plano de Contribuição Definida, cuja Patrocinadora paga contribuições fixas para uma entidade separada não possuindo qualquer responsabilidade sobre as insuficiências atuariais desse plano. As obrigações são reconhecidas como despesas no resultado do exercício em que os serviços são prestados.

### **3.8 Dividendo e juros sobre capital próprio**

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado quando previsto no Estatuto Social. De acordo com as práticas contábeis brasileiras, CPC 24 e ICPC 08 (R1), apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado, já o dividendo declarado ainda não aprovado, só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações financeiras após aprovação pelo órgão competente. Desta forma, os montantes excedentes ao dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei nº 6.404/76, são mantidos no patrimônio líquido, em conta de dividendo adicional proposto, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações financeiras.

Conforme definido no Estatuto Social da Companhia e em consonância com a legislação societária vigente, compete ao Conselho de Administração da controladora CPFL Energia a declaração de dividendo e juros sobre capital próprio intermediários, apurados através de balanço semestral. A declaração de dividendo e juros sobre capital próprio intermediários na data base 30 de junho, quando houver, só é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia após a data de deliberação do Conselho de Administração da controladora CPFL Energia.

Os juros sobre capital próprio recebem o mesmo tratamento do dividendo e também estão demonstrados na mutação do patrimônio líquido. O imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio é sempre contabilizado a débito no patrimônio líquido em contrapartida ao passivo no momento de sua deliberação, mesmo que ainda não aprovado, por atenderem o critério de obrigação no momento da proposição pela Administração.

### **3.9 Reconhecimento de receita**

A receita operacional do curso normal das atividades da Companhia é medida pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando existe evidência convincente de que os riscos e benefícios mais significativos foram transferidos para o comprador, de que for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para a entidade, de que os custos associados possam ser estimados de maneira confiável e de que o valor da receita operacional possa ser mensurado de maneira confiável.

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura de seus clientes baseada em uma rotina de leitura (calendarização e rota de leitura) e fatura mensalmente o consumo de MWh baseada nas leituras realizadas para cada consumidor individual. Como resultado, uma parte da energia distribuída ao longo do mês não é faturada ao final de cada mês, e, conseqüentemente uma estimativa é desenvolvida pela Administração e registrada como “Não Faturado”. Essa estimativa de receita não faturada é calculada utilizando como base o volume total de energia da Companhia disponibilizada no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais. Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento da Companhia.

A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que o serviço é efetivamente prestado, regido por contrato de prestação de serviços entre as partes.

As receitas dos contratos de construção são reconhecidas pelo método da percentagem completada, sendo as perdas, caso existam, reconhecidas na demonstração do resultado quando incorridas.

### **3.10 Imposto de renda e contribuição social**

As despesas de imposto de renda e contribuição social são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto para os casos em que estiverem diretamente relacionados a itens registrados diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente, nos quais já são reconhecidos a valores líquidos destes efeitos fiscais.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício. O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação e para prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social.

A Companhia registrou em suas demonstrações financeiras os efeitos dos créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais, bases negativas da contribuição social e diferenças temporariamente indedutíveis, suportados por previsão de geração futura de bases tributáveis de imposto de renda e contribuição social, aprovadas anualmente pelo Conselho de Administração e apreciadas pelo Conselho Fiscal, ambos da controladora CPFL Energia. A Companhia registrou, também, créditos fiscais referentes ao benefício do intangível incorporado, os quais estão sendo amortizados linearmente pelo prazo remanescente do contrato de concessão.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a tributos lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos são revisados a cada data de relatório anual e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

### **3.11 Resultado por ação**

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado do exercício atribuível aos acionistas controladores e a média ponderada das ações ordinárias e preferenciais em circulação no respectivo exercício. O resultado por ação diluído é calculado por meio do resultado do exercício atribuível aos acionistas controladores, ajustado pelos efeitos dos instrumentos que potencialmente impactariam o resultado do exercício e pela média das ações em

circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor, nos exercícios apresentados, nos termos do CPC 41.

### **3.12 Subvenção governamental - CDE**

As subvenções governamentais somente são reconhecidas quando houver razoável segurança de que esses montantes serão recebidos pela Companhia. São registradas no resultado dos exercícios nos quais a Companhia reconhece como receita os descontos concedidos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários.

As subvenções recebidas via aporte da Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") (nota 22.3) referem-se à compensação de descontos concedidos com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato, nos termos do CPC 07.

### **3.13 Ativo e passivo financeiro setorial**

Conforme modelo tarifário, as tarifas de energia elétrica da Companhia devem considerar uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, estando a Companhia autorizada a cobrar de seus consumidores (após revisão e homologação pela ANEEL): (i) reajuste tarifário anual; e (ii) a cada cinco anos, de acordo com cada concessão, a revisão periódica para efeito de recomposição de parte da Parcela B (custos gerenciáveis), e ajuste da Parcela A (custos não gerenciáveis).

A receita da Companhia é, basicamente, composta pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma através do uso da infraestrutura (rede) de distribuição. A receita da Companhia é afetada pelo volume de energia entregue e pela tarifa. A tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas que refletem a composição da sua receita:

- Parcela A (custos não gerenciáveis): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pela Companhia, classificável como Parcela A, são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- Parcela B (custos gerenciáveis): composta pelos gastos com investimento em infraestrutura, gastos com a operação e a manutenção e pela remuneração aos provedores de capital. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco de negócios por não haver garantia de neutralidade tarifária para essa parte.

Esse mecanismo de definição de tarifa pode originar diferença temporal que decorre da diferença entre os custos orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber pela Companhia nos casos em que os custos orçados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos orçados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos.

### **3.14 Novas normas e interpretações vigentes**

Foram emitidas e/ou revisadas diversas normas pelo IASB e CPC, que entraram obrigatoriamente em vigor para períodos contábeis iniciados em 1º de janeiro de 2017:

#### **a) Alterações ao CPC 32 – Reconhecimento de ativos fiscais diferidos sobre perdas não realizadas**

Emitidas em 19 de janeiro de 2016, as alterações ao CPC 32 esclarecem as exigências de reconhecimento de ativos fiscais diferidos por perdas não realizadas em instrumentos de dívida e o método de avaliação da existência de lucros tributáveis futuros prováveis para a realização das diferenças temporárias dedutíveis, para endereçar a diversidade na prática.

A aplicação das alterações ao CPC 32 não causou impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

#### **b) Alterações ao CPC 03 (R2) – Demonstração dos Fluxos de Caixa**

Emitidas em 29 de janeiro de 2016, as alterações ao CPC 03 (R2) da Iniciativa de Divulgação têm como objetivo levar as entidades a fornecerem divulgações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras avaliar

as alterações nas responsabilidades decorrentes das atividades de financiamento.

A aplicação das alterações ao 03 (R2) implicou em alterações na divulgação de movimentação de ativos e passivos financeiros cujos fluxos de caixa são classificados como atividade de financiamento. As mudanças destas alterações do CPC 03 (R2) geraram divulgação adicional, refletidas nas notas 14 – Empréstimos e financiamentos, 15 – Debêntures e 29 – Instrumentos Financeiros.

### **3.15 Novas normas e interpretações vigentes, mas não adotadas**

Diversas novas normas e emendas às normas e interpretações IFRS foram emitidas pelo IASB e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017. A Companhia não adotou as normas novas ou revisadas a seguir:

#### **a) CPC 48 - Instrumentos financeiros**

O CPC 48 será aplicável para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

Esta norma estabelece novos requerimentos para classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros. Os ativos financeiros serão classificados em três categorias: (i) mensurados ao valor justo por meio do resultado; e (ii) mensurados pelo custo amortizado, baseado no modelo de negócio pelo qual eles são mantidos e nas características de seus fluxos de caixa contratuais e; (iii) mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requerimentos já estabelecidos pelo CPC 38 requer que a mudança no valor justo do passivo financeiro designado ao valor justo contra o resultado, que seja atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo, seja apresentada em outros resultados abrangentes e não na demonstração do resultado, a menos que tal reconhecimento resulte em uma incompatibilidade na demonstração do resultado.

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, o CPC 48 requer o modelo de expectativa de perda no crédito, ao contrário do modelo de perda efetiva do crédito mencionada no CPC 38. O modelo de expectativa de perda no crédito requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em créditos e mudanças nessas expectativas a cada data de reporte para refleti-las desde o reconhecimento inicial. Ou seja, não é mais necessário que o evento ocorra para que seja reconhecida a perda no crédito.

No que tange às modificações relacionadas à contabilização de *hedge*, o CPC 48 mantém os três tipos de mecanismo de contabilização de *hedge* previstos no CPC 38, mas traz maior flexibilidade no que tange os tipos de transações elegíveis à contabilização de *hedge*, mais especificamente a ampliação dos tipos de instrumentos que se qualificam como instrumentos de *hedge* e os tipos de componentes de risco de itens não financeiros elegíveis à contabilização de *hedge*. Adicionalmente, o teste de efetividade foi renovado e substituído pelo princípio de “relacionamento econômico”. Ainda, a avaliação retroativa da efetividade do *hedge* não é mais necessária e ocorreu a introdução de exigências adicionais de divulgação relacionadas às atividades de gestão de riscos de uma entidade.

A Companhia possui ativos relevantes classificados como “disponíveis para venda”, de acordo com os requerimentos atuais do CPC 38. Estes ativos representam o direito à indenização ao final do prazo de concessão da Companhia. A designação destes instrumentos como disponíveis para venda ocorre em função da não classificação nas outras três categorias descritas no CPC 38 (empréstimos e recebíveis, valor justo contra o resultado e mantidos até o vencimento). A opinião da Administração é que estes ativos serão classificados como mensurados ao valor justo contra resultado de acordo com a nova norma e os efeitos da mensuração subsequente deste ativo seriam registrados no resultado do exercício, não havendo impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia.

Adicionalmente, a Companhia não aplica a contabilização de *hedge*, a Administração concluiu que não haverá impacto relevante nas informações divulgadas ou valores registrados em suas demonstrações financeiras em função das alterações da norma sobre este tópico.

Com relação às mudanças ao cálculo de *impairment* de instrumentos financeiros, a Companhia estima que o impacto no patrimônio líquido em 1º de janeiro de 2018 será uma redução da rubrica de “consumidores, concessionárias e permissionários” em torno de R\$ 2 a R\$ 3 milhões.

Considerando que a Companhia detém determinados passivos financeiros designados a valor justo contra o resultado, a Administração afirma que haverá impactos nas suas demonstrações financeiras pois as mudanças do risco de crédito, atualmente registradas diretamente no resultado do exercício, passarão a ser reconhecidas em outros resultados abrangentes. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, as mudanças no risco de crédito registradas no resultado foram uma despesa de R\$ 1.708.

## **b) CPC 47 e Esclarecimentos ao CPC 47 - Receita de contratos com clientes**

O CPC 47 estabelece um modelo simples para contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes e, substituirá o guia atual de reconhecimento da receita presente no CPC 30 (R1) - Receitas, CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas.

Esta norma estabelece que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços. A norma introduz um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco passos: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

Pelos novos requerimentos do CPC 47, a entidade reconhece a receita somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente. Adicionalmente, esta norma estabelecerá um maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

O CPC 47 será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018. Para os contratos que comecem e concluírem no mesmo período de apresentação comparativa, bem como contratos que são concluídos no início do período mais antigo apresentado, não serão reapresentados. A Companhia analisou as cinco etapas de reconhecimento para os diversos tipos de receita da Companhia e não identificou nenhum impacto relevante da adoção desta norma em suas demonstrações financeiras. Desta forma, após as devidas análises a conclusão é de que o reconhecimento de receita atual está de acordo com a norma do CPC 47.

## **c) IFRIC 22 – Transações e adiantamentos em moeda estrangeira**

Emitida em 8 de dezembro de 2016, o IFRIC 22 aborda a taxa de câmbio a ser utilizada em transações que envolvam a contrapartida paga ou recebida antecipadamente em transações com moeda estrangeira. O IFRIC será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

As transações em moeda estrangeira da Companhia restringem-se, atualmente, aos instrumentos de dívida com instituições financeiras internacionais, mensuradas a valor justo, e à aquisição de energia de Itaipu. Uma vez que ativos e passivos mensurados ao valor justo estão fora do escopo do IFRIC e que não há antecipações de pagamentos nas operações com Itaipu, a administração da Companhia avalia que o IFRIC 22 não causará impactos relevantes em suas demonstrações financeiras.

## **d) Melhorias Anuais às IFRS / Ciclo 2014 - 2016**

Anualmente, o IASB discute e decide sobre as melhorias propostas para as IFRS, conforme são levantadas ao longo do ano. Em 8 de dezembro de 2016 foram publicadas medidas referentes ao Ciclo 2014-2016, com início a partir de 1º de janeiro de 2018:

Alterações à IFRS 1 – Adoção Inicial do IFRS: exclui da norma algumas exceções existentes para aplicação no período de transição das entidades recém-adoptantes ao IFRS.

Como a Companhia não é adotante inicial ao IFRS, a Administração afirma que a aplicação dessas alterações não terá um efeito sobre as divulgações e montantes reconhecidos suas demonstrações financeiras. Com base em avaliação preliminar, a Administração acredita que a aplicação dessas alterações não terá um efeito relevante sobre as divulgações e montantes reconhecidos suas demonstrações financeiras.

## **(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO**

Diversas políticas e divulgações contábeis da Companhia exigem a determinação do valor justo, tanto para os ativos e passivos financeiros como para os não financeiros. Os valores justos têm sido apurados para propósitos de mensuração e/ou divulgação baseados nos métodos a seguir. Quando aplicável, as informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas nas notas específicas àquele ativo ou passivo.

Desta forma, a Companhia determinou o valor justo conforme CPC 46, o qual define o valor justo como a estimativa de preço pelo qual uma transação não forçada para a venda do ativo ou para a transferência do passivo ocorreria entre participantes do mercado sob condições atuais de mercado na data de mensuração.

### **- Instrumentos financeiros**

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos são valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos

futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da B3 S.A. e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 29) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

Os ativos financeiros classificados como disponíveis para venda referem-se ao direito à indenização que será paga pela União no momento da reversão dos ativos da Companhia, ao final do seu prazo de concessão. A metodologia adotada para valorização a valor justo destes ativos tem como ponto de partida o processo de revisão tarifária da Companhia. Este processo, realizado a cada cinco anos consiste na avaliação ao preço de reposição da infraestrutura de distribuição, conforme critérios estabelecidos pelo órgão regulador ANEEL. Esta base de avaliação é utilizada para precificação da tarifa que anualmente, até o momento do próximo processo de revisão tarifária, é reajustada tendo como parâmetro os principais índices de inflação.

Desta forma, no momento da revisão tarifária, cada concessionária ajusta a posição do ativo financeiro base para indenização aos valores homologados pelo órgão regulador e utiliza o IPCA como melhor estimativa para ajustar a base original ao respectivo valor atualizado nas datas subsequentes, em consonância com o processo de revisão tarifária.

## **( 5 ) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA**

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Saldos bancários	15.443	558
Aplicações financeiras	<u>2.530</u>	<u>10.986</u>
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	2.428	-
Certificado de depósito bancário (b)	87	56
Fundos de investimento (c)	<u>15</u>	<u>10.930</u>
<b>Total</b>	<b><u>17.974</u></b>	<b><u>11.544</u></b>

- (a) Saldos bancários disponíveis em conta corrente que são remunerados diariamente através de aplicações em Certificados de Depósitos Bancários ("CDB's") e remuneração de 15% da variação do Certificado de Depósito Interbancário ("CDI").
- (b) Corresponde a operações de curto prazo em CDB's e debêntures compromissadas realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 101,87% do CDI.
- (c) Representa valores aplicados em Fundos Exclusivos, com liquidez diária e remuneração equivalente, na média de 100% do CDI, tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI lastreadas em títulos públicos federais, CDB's, letras financeiras e debêntures compromissadas de instituições financeiras de grande porte com baixo risco de crédito e vencimento de curto prazo.

**( 6 ) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS**

	Saldos	Vencidos		Total	
	vincendos	até 90 dias	> 90 dias	31/12/2017	31/12/2016
<b>Circulante</b>					
<b>Classes de consumidores</b>					
Residencial	26.861	21.570	1.733	50.164	4.229
Industrial	13.964	2.916	6.515	23.395	10.337
Comercial	11.764	3.501	482	15.747	2.055
Rural	5.969	1.921	150	8.040	139
Poder público	3.269	1.324	261	4.854	277
Iluminação pública	3.799	1.230	1.200	6.229	353
Serviço público	4.273	1.209	546	6.028	1.505
<b>Faturado</b>	<b>69.899</b>	<b>33.671</b>	<b>10.887</b>	<b>114.457</b>	<b>18.895</b>
Não faturado	42.946	-	-	42.946	9.092
Parcelamento de débito de consumidores	4.488	396	1.172	6.056	643
Operações realizadas na CCEE	6.000	-	-	6.000	1.806
Concessionárias e permissionárias	805	-	-	804	22
	<b>124.138</b>	<b>34.067</b>	<b>12.059</b>	<b>170.263</b>	<b>30.458</b>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(7.462)	(223)
<b>Total</b>				<b>162.801</b>	<b>30.236</b>
<b>Não circulante</b>					
Parcelamento de débito de consumidores	5.464	-	-	5.464	172
Energia livre	5.976	-	-	5.976	105
	<b>11.440</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>11.440</b>	<b>278</b>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(132)	-
<b>Total</b>				<b>11.308</b>	<b>278</b>

**Parcelamento de débitos de consumidores** - Refere-se à negociação de créditos vencidos junto a consumidores, principalmente órgãos públicos. Parte destes créditos dispõe de garantia de pagamento pelos devedores, principalmente através de repasse de arrecadação de ICMS com interveniência bancária. Com base na melhor estimativa da Administração, para os montantes sem garantia ou sem expectativa de recebimento, foram constituídas provisões para créditos de liquidação duvidosa.

**Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PDD”)**

A movimentação da PDD está demonstrada a seguir:

	Consumidores, concessionárias e permissionárias	Outros créditos (nota 11)	Total
<b>Saldo em 31/12/2015</b>	<b>(109)</b>	<b>(90)</b>	<b>(199)</b>
Provisão revertida (constituída)	(467)	30	(437)
Recuperação de receita	107	-	107
Baixa de contas a receber provisionadas	246	-	246
<b>Saldo em 31/12/2016</b>	<b>(223)</b>	<b>(60)</b>	<b>(283)</b>
Adição em função do agrupamento das distribuídas	(3.183)	(313)	(3.496)
Provisão revertida (constituída)	(3.267)	(312)	(3.579)
Recuperação de receita	481	-	481
Baixa de contas a receber provisionadas	(1.402)	-	(1.402)
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>(7.594)</b>	<b>(685)</b>	<b>(8.279)</b>
Circulante	(7.462)	(685)	(8.147)
Não circulante	(132)	-	(132)

A provisão para PDD é constituída com base no histórico e probabilidade de inadimplência e segue os seguintes critérios:

<b>Classe</b>	<b>Vencidos acima de:</b>
Residencial	90 dias
Comercial	180 dias
Demais classes	360 dias
Faturas diversas	180 dias
Parcelamento de débitos	90 dias. Em caso de atraso de uma parcela, todo o saldo é provisionado.

## **( 7 ) TRIBUTOS A COMPENSAR**

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<b><u>Circulante</u></b>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	-	290
Imposto de renda e contribuição social a compensar	362	236
<b>Imposto de renda e contribuição social a compensar</b>	<b>362</b>	<b>526</b>
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	959	2.448
ICMS a compensar	6.891	600
Programa de integração social - PIS	74	16
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	342	72
Instituto nacional de seguridade social - INSS	262	18
Outros	8	-
<b>Outros tributos a compensar</b>	<b>8.537</b>	<b>3.154</b>
<b>Total circulante</b>	<b>8.899</b>	<b>3.680</b>
<b><u>Não circulante</u></b>		
ICMS a compensar	12.458	726
<b>Total não circulante</b>	<b>12.458</b>	<b>726</b>

**Imposto de renda e contribuição social a compensar** – Referem-se principalmente a habilitação do crédito fiscal do PAT.

**Imposto de renda retido na fonte – IRRF** – Refere-se principalmente a IRRF sobre aplicações financeiras.

**ICMS a compensar** – Refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativos intangíveis e ativos financeiros.

## ( 8 ) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL

A composição dos saldos e a movimentação do exercício do ativo e passivo financeiro setorial são como segue:

	Saldo em 31/12/2016			Constituição/ Realização em função do agrupamento das distribuidoras	Receita operacional		Resultado financeiro	Recebimento	Saldo em 31/12/2017		
	Diferido	Homologado	Total		Constituição	Realização	Atualização monetária	Via bandeira tarifária (nota 22.4)	Diferido	Homologado	Total
<b>Parcela "A"</b>											
CVA (*)											
CDE (**)	256	(587)	(331)	(14.628)	(7.725)	6.365	(1.316)	-	(13.127)	(4.508)	(17.635)
Custos energia elétrica	(8.458)	(783)	(9.242)	2.421	11.996	18.092	(4.064)	(8.074)	28.724	(17.596)	11.128
ESS e EER (***)	(4.828)	(1.361)	(6.189)	(34.955)	(23.269)	9.591	(1.121)	(3)	(60.827)	4.881	(55.946)
Proinfa	29	68	96	(232)	(74)	99	(41)	-	(13)	(138)	(151)
Rede básica	556	223	779	(2.075)	3.776	(1.308)	(66)	-	157	948	1.105
Repasso de Itaipu	6.287	5.728	12.015	52.950	20.712	(17.002)	4.657	-	63.409	9.921	73.330
Transporte de Itaipu	86	63	149	(292)	419	(189)	(10)	-	(46)	124	78
Neutralidade dos encargos setoriais	1.394	281	1.675	140	3.368	(2.673)	192	-	1.899	803	2.702
Sobrecontratação	735	(1.009)	(274)	4.136	(6.503)	(182)	(417)	-	(4.565)	1.325	(3.240)
Outros componentes financeiros	(7.544)	452	(7.093)	(16.756)	364	350	(13)	-	(23.035)	(110)	(23.145)
<b>Total</b>	<b>(11.487)</b>	<b>3.075</b>	<b>(8.415)</b>	<b>(9.291)</b>	<b>3.064</b>	<b>13.143</b>	<b>(2.200)</b>	<b>(8.077)</b>	<b>(7.424)</b>	<b>(4.350)</b>	<b>(11.774)</b>
<b>Passivo circulante</b>			(4.364)								(3.389)
<b>Passivo não circulante</b>			(4.050)								(8.385)

(\*) Conta de compensação da variação dos valores de itens da parcela "A"

(\*\*) Conta de desenvolvimento energético

(\*\*\*) Encargo do serviço do sistema ("ESS") e Encargo de energia de reserva ("EER")

### a) CVA

Referem-se às contas de variação da Parcela A, conforme nota 3.13. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

### b) Neutralidade dos encargos setoriais

Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais constantes das tarifas de energia elétrica, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados relativos a esses encargos e os respectivos valores contemplados no momento da constituição da tarifa das distribuidoras.

### c) Sobrecontratação

As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras de energia elétrica, limitadas a 5% do requisito regulatório, e dos custos decorrentes de déficits de energia elétrica. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

### d) Outros componentes financeiros

Refere-se principalmente à (i) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que a partir do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, passou a ser um componente financeiro que somente será amortizado quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica, (ii) garantias financeiras, relacionadas à compensação do custo do aporte prévio de garantias exigido das distribuidoras para a realização de transações comerciais entre os agentes do setor, (iii) componentes financeiros referente a recálculos de processos tarifários, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores e (iv) liminar Abrace conforme Despacho nº 1.576/2016.

## ( 9 ) CRÉDITOS E DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS

### 9.1 Composição dos créditos (débitos) fiscais:

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<b><u>Crédito/(Débito) de contribuição social</u></b>		
Bases negativas	1.952	2.292
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(2.100)	(431)
<b>Subtotal</b>	<b>(148)</b>	<b>1.861</b>
<b><u>Crédito/(Débito) de imposto de renda</u></b>		
Prejuízos fiscais	5.603	6.568
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(5.782)	(1.160)
<b>Subtotal</b>	<b>(179)</b>	<b>5.408</b>
<b>Total</b>	<b>(327)</b>	<b>7.269</b>
Total crédito fiscal	-	7.269
Total débito fiscal	(327)	-

### 9.2 Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis:

	<u>31/12/2017</u>		<u>31/12/2016</u>	
	<u>CSLL</u>	<u>IRPJ</u>	<u>CSLL</u>	<u>IRPJ</u>
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis</b>				
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	2.387	6.632	292	812
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	745	2.070	25	71
Programas de P&D e eficiência energética	946	2.627	171	475
Provisão relacionada a pessoal	255	709	37	102
Derivativos	119	332	97	269
Registro da concessão - ajuste do intangível (CPC)	(6.643)	(18.453)	(943)	(2.620)
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro (CPC)	(907)	(2.521)	(358)	(996)
Instrumentos financeiros (CPC)	844	2.347	(2)	(6)
Outros	153	475	250	733
<b>Total</b>	<b>(2.100)</b>	<b>(5.782)</b>	<b>(431)</b>	<b>(1.160)</b>

### 9.3 Expectativa de recuperação:

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo não circulante, decorrentes de diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis e benefício fiscal do intangível incorporado, que estão baseados no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido; e bases negativas e prejuízos fiscais baseados nas projeções de resultados futuros. Estas projeções são aprovadas pelo Conselho de Administração da controladora CPFL Energia. Sua composição é como segue:

<b><u>Expectativa de recuperação</u></b>	
2018	13.248
2019	3.956
2020	2.700
2021	1.458
2022	1.458
2023 a 2025	3.437
2026 a 2028	1.978
<b>Total</b>	<b>28.236</b>

#### 9.4 Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2017 e 2016:

	2017		2016	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>15.148</b>	<b>15.148</b>	<b>12.862</b>	<b>12.862</b>
<b>Ajustes para refletir a alíquota efetiva:</b>				
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	2.257	2.257	1.267	1.267
Juros sobre o capital próprio	(8.109)	(8.109)	-	-
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	838	771	731	20
<b>Base de cálculo</b>	<b>10.133</b>	<b>10.067</b>	<b>14.860</b>	<b>14.149</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Total</b>	<b>(912)</b>	<b>(2.517)</b>	<b>(1.337)</b>	<b>(3.537)</b>
Corrente	(1.291)	(3.550)	(2.784)	(7.620)
Diferido	379	1.033	1.446	4.083

#### ( 10 ) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

<b>Saldo em 31/12/2015</b>	<b>4.577</b>
Adições	1.555
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	(750)
<b>Saldo em 31/12/2016</b>	<b>5.380</b>
Adição em função do agrupamento das distribuidoras	14.313
Adições	545
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	251
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>20.489</b>

O saldo refere-se ao ativo financeiro, correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão de energia de receber caixa via indenização no momento da reversão dos ativos ao Poder Concedente ao término da concessão.

Conforme modelo tarifário vigente, a remuneração deste ativo é reconhecida no resultado mediante faturamento aos consumidores e sua realização ocorre no momento do recebimento das contas de energia elétrica. Adicionalmente a diferença para ajustar o saldo à expectativa de recebimento do fluxo de caixa (valor novo de reposição “VNR” – nota 4) é registrada como contrapartida na conta de receita operacional (nota 22), no resultado do exercício.

#### ( 11 ) OUTROS CRÉDITOS

	Circulante		Não circulante
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017
Adiantamentos - Fundação CESP	225	35	13
Ordens em curso	10.313	2.260	-
Serviços prestados a terceiros	65	31	-
Despesas antecipadas	2.011	411	1
Contas a receber - CDE	15.566	391	-
Adiantamentos a funcionários	740	60	-
Outros	7	598	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6.1)	(685)	(60)	-
	<b>28.243</b>	<b>3.726</b>	<b>14</b>

**Ordens em curso** - Compreende custos e receitas relacionados à desativação ou alienação, em andamento, de bens do ativo intangível e os custos dos serviços relacionados a gastos com os projetos em andamento dos Programas de Eficiência Energética (“PEE”) e Pesquisa e Desenvolvimento (“P&D”). Quando do encerramento dos respectivos projetos, os saldos são amortizados em contrapartida ao respectivo passivo registrado em outras contas a pagar (nota 19).

**Contas a receber – CDE** – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 1.435 (R\$ 41 em 31 de dezembro de 2016) e (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 13.949 (R\$ 350 em 31 de dezembro de 2016) e (iii) descontos tarifários - liminares no montante de R\$ 182 (nota 22.3).

Em 2017 a Companhia efetuou o encontro de contas do contas a receber - CDE e do contas a pagar de CDE (nota 16) no montante de R\$ 41 (nota 22.3).

## ( 12 ) INTANGÍVEL

	<b>Infraestrutura de distribuição - em serviço</b>	<b>Infraestrutura de distribuição - em curso</b>	<b>Total</b>
<b>Saldos em 31/12/2015</b>	<b>58.472</b>	<b>5.247</b>	<b>63.719</b>
Custo histórico	89.891	5.247	95.138
Amortização acumulada	(31.419)	-	(31.419)
Adições	-	10.396	10.396
Amortização	(3.586)	-	(3.586)
Transferência - intangíveis	6.576	(6.576)	-
Transferência - ativo financeiro	(1.553)	(1)	(1.554)
Baixas e transferência - outros ativos	(774)	-	(774)
<b>Saldos em 31/12/2016</b>	<b>59.135</b>	<b>9.068</b>	<b>68.203</b>
Custo histórico	93.424	9.068	102.492
Amortização acumulada	(34.289)	-	(34.289)
Adição em função do agrupamento das distribuidoras	530.330	88.482	618.812
Adições	-	45.575	45.575
Amortização	(10.970)	-	(10.970)
Transferência - intangíveis	41.225	(41.225)	-
Transferência do ativo financeiro	(546)	-	(546)
Baixas e transferência outros ativos	(2.718)	-	(2.718)
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>616.456</b>	<b>101.899</b>	<b>718.356</b>
Custo histórico	1.050.182	101.899	1.152.081
Amortização acumulada	(433.725)	-	(433.725)

Os valores de amortização dos ativos intangíveis de infraestrutura de distribuição estão registrados na demonstração do resultado na rubrica de “amortização” (nota 24).

Em conformidade com o CPC 20 (R1), os juros referentes aos empréstimos tomados pela Companhia para o financiamento das obras são capitalizados durante a fase de construção. No exercício de 2017 foram capitalizados R\$ 496 (R\$ 76 em 2016) a uma taxa média de 8,09% a.a. (nota 25).

### Teste de redução ao valor recuperável

Para todos os exercícios apresentados, a Companhia avaliou eventuais indicativos de desvalorização de seus ativos que pudessem gerar a necessidade de testes sobre o valor de recuperação. Tal avaliação foi baseada em fontes externas e internas de informação, levando-se em consideração variações em taxas de juros, mudanças em condições de mercado, dentre outros.

O resultado de tal avaliação para todos os exercícios apresentados não apontou indicativos de redução no valor recuperável destes ativos, não havendo, portanto, perdas por desvalorização a serem reconhecidas.

**( 13 ) FORNECEDORES**

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Encargos de serviço do sistema	357	426
Suprimento de energia elétrica	77.140	10.784
Encargos de uso da rede elétrica	13.297	3.746
Materiais e serviços	21.385	3.643
Energia livre	1.540	247
<b>Total</b>	<b><u>113.719</u></b>	<b><u>18.846</u></b>

**( 14 ) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS**

	<u>Saldo em 31/12/2016</u>	<u>Captação</u>	<u>Amortização principal</u>	<u>Encargos, atualização monetária e MTM</u>	<u>Varição cambial</u>	<u>Encargos pagos</u>	<u>Agupamento das distribuidoras</u>	<u>Saldo em 31/12/2017</u>
<b>Mensuradas ao custo</b>								
<b>Moeda nacional</b>								
Investimento	8.067	483	(2.831)	3.385	-	(3.136)	41.072	47.038
Instituições financeiras	26.435	-	(14.528)	15.977	-	(11.987)	165.067	180.963
Outros	9	-	(511)	54	-	(54)	501	-
<b>Total ao custo</b>	<b><u>34.511</u></b>	<b><u>483</u></b>	<b><u>(17.870)</u></b>	<b><u>19.416</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>(15.177)</u></b>	<b><u>206.640</u></b>	<b><u>228.001</u></b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>								
<b>Moeda estrangeira</b>								
Instituições financeiras	16.556	-	-	2.479	1.044	(2.184)	49.323	67.219
Marcação a mercado	(98)	-	-	146	-	-	528	577
<b>Total ao valor justo</b>	<b><u>16.458</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>2.625</u></b>	<b><u>1.044</u></b>	<b><u>(2.184)</u></b>	<b><u>49.851</u></b>	<b><u>67.796</u></b>
<b>Gastos com captação</b>	<b><u>(21)</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>68</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>(249)</u></b>	<b><u>(202)</u></b>
<b>Total</b>	<b><u>50.948</u></b>	<b><u>483</u></b>	<b><u>(17.870)</u></b>	<b><u>22.109</u></b>	<b><u>1.044</u></b>	<b><u>(17.361)</u></b>	<b><u>256.242</u></b>	<b><u>295.595</u></b>

	Remuneração anual	Condições de amortização	Garantias	31/12/2017				31/12/2016				
				Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		
				Encargos	Principal	Principal	Total	Encargos	Principal	Encargos	Principal	Total
<b>Mensuradas ao custo</b>												
<b>Moeda nacional</b>												
<b>BNDES - Investimento</b>												
CCB - Santander	TJLP + 3,1%	96 Parcelas mensais a partir de junho de 2014	Aval da CPFL Energia	11	622	2.126	2.759	6	269	-	1.189	1.464
CCB - Santander	Cesta de Moedas + 2,1%	96 Parcelas mensais a partir de junho de 2014	Aval da CPFL Energia	3	243	831	1.077	2	105	-	465	572
FINEM	Pré fixado 6%	111 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia	38	2.304	12.674	15.016	6	322	-	2.094	2.422
FINEM	SELIC + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia	5	1.975	4.444	6.424	1	303	-	983	1.287
FINEM	TJLP + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia	36	3.254	7.322	10.612	8	544	-	1.769	2.321
FINAME	TJLP + 3,29%	36 parcelas mensais a partir de mar de 2019	Aval da CPFL Energia	22	35	1.721	1.778	-	-	-	-	-
FINAME	SELIC + 3,63%	36 parcelas mensais a partir de mai de 2019	Aval da CPFL Energia	-	-	5	5	-	-	-	-	-
FINAME	TJLP + 3,29%	36 parcelas mensais a partir de dez de 2018	Aval da CPFL Energia	7	-	1.315	1.322	-	-	-	-	-
FINAME	Selic + 3,63%	36 parcelas mensais a partir de dez de 2018	Aval da CPFL Energia	-	-	7	7	-	-	-	-	-
FINAME	TJLP + 3,39%	96 parcelas mensais a partir de jun de 2019	Aval da CPFL Energia	1	-	57	58	-	-	-	-	-
FINAME	TJLP + 3,29%	36 parcelas mensais a partir de fev de 2019	Aval da CPFL Energia	31	63	2.521	2.615	-	-	-	-	-
FINAME	TJLP + 3,29%	36 parcelas mensais a partir de fev 2019	Aval da CPFL Energia	3	-	485	488	-	-	-	-	-
FINAME	TJLP + 3,39%	96 parcelas mensais a partir de jul 2019	Aval da CPFL Energia	2	-	105	107	-	-	-	-	-
CCB - Santander	Cesta de Moedas + 1,99%	96 Parcelas mensais a partir de outubro de 2015	Aval da CPFL Energia	3	211	1.001	1.215	-	-	-	-	-
CCB - Santander	TJLP + 2,99% (*)	96 Parcelas mensais a partir de outubro de 2015	Aval da CPFL Energia	13	609	2.892	3.514	-	-	-	-	-
FINAME	TJLP + 3,39%	96 parcelas mensais a partir de mai 2019	Aval da CPFL Energia	-	-	41	41	-	-	-	-	-
<b>Instituições financeiras</b>												
Banco do Brasil - Capital de giro	104,90% do CDI (*)	02 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Aval da CPFL Energia	38.757	56.925	-	95.682	378	725	1.135	2.175	4.413
Banco IBM - Capital de giro	100,00% do CDI	14 Parcelas semestrais a partir de dezembro de 2012	Aval da CPFL Energia	-	8.538	4.572	13.110	-	4.290	-	6.436	10.726
Banco IBM - Capital de giro	CDI + 0,1%	12 Parcelas semestrais a partir de outubro de 2014	Aval da CPFL Energia	3	10.169	15.272	25.444	2	3.223	-	8.072	11.297
Banco IBM - Capital de giro	CDI + 0,27% (*)	12 parcelas semestrais a partir de junho de 2015	Aval da CPFL Energia	-	1.908	3.832	5.740	-	-	-	-	-
Banco IBM - Capital de giro	CDI + 0,27%	12 Parcelas semestrais a partir de março de 2015	Aval da CPFL Energia	11	7.976	16.017	24.004	-	-	-	-	-
Banco IBM - Capital de giro	CDI + 1,33% (*)	8 parcelas semestrais a partir de janeiro de 2016	Aval da CPFL Energia	33	2.557	2.591	5.181	-	-	-	-	-
Banco IBM - Capital de giro	CDI + 0,27% a 1,33% (*)	12 parcelas semestrais a partir de junho de 2015	Aval da CPFL Energia	21	2.573	3.555	6.149	-	-	-	-	-
Banco IBM - Capital de giro	CDI + 1,27%	8 parcelas semestrais a partir de fevereiro 2017	Aval da CPFL Energia	24	1.852	3.775	5.651	-	-	-	-	-
<b>Outros</b>												
ELETROBRÁS	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de junho de 2017	Receíveis e Notas Promissórias	-	-	-	-	-	8	-	-	8
<b>Total mensuradas ao custo</b>				<b>39.024</b>	<b>101.814</b>	<b>87.161</b>	<b>227.999</b>	<b>403</b>	<b>9.790</b>	<b>1.135</b>	<b>23.183</b>	<b>34.510</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>												
<b>Moeda estrangeira</b>												
Scotiabank	US\$ + 3,37% (*)	Parcela única em Julho de 2019	Aval da CPFL Energia e Nota Promissoria	1.060	-	66.160	67.220	261	-	-	16.296	16.557
Marcação a mercado				-	-	577	577	-	-	-	(98)	(98)
<b>Total moeda estrangeira - mensuradas ao valor justo</b>				<b>1.060</b>	<b>-</b>	<b>66.737</b>	<b>67.797</b>	<b>261</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>16.198</b>	<b>16.459</b>
Gastos com captação (a)				-	(202)	-	(202)	0	(13)	-	(8)	(21)
<b>Total</b>				<b>40.084</b>	<b>101.612</b>	<b>153.898</b>	<b>295.594</b>	<b>664</b>	<b>9.777</b>	<b>1.135</b>	<b>39.372</b>	<b>50.948</b>

(\*) 100,1% a 110% do CDI

Swap convertendo o custo da operação de variação de moeda para variação da taxa de juros em reais, correspondendo a:

(\*) 109,1% do CDI a.a.

(a) Conforme CPC 08, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas mensuradas a custo.

Existem alguns empréstimos e financiamentos que não possuem saldos em 31 de dezembro de 2016, no entanto os mesmos não constam nas adições do exercício. Estes empréstimos e financiamentos foram tomados antes de 2016 nas empresas que foram incorporadas à Companhia no processo de agrupamento das concessões.

Conforme segregado no quadro acima, a Companhia, em consonância com os CPC's 38 e 39, classificou suas dívidas como (i) outros passivos financeiros (ou mensuradas ao custo amortizado) e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros dos empréstimos e financiamentos mensurados ao valor justo, tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos

derivativos de proteção, atrelados às respectivas dívidas, de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo da dívida designada ao valor justo totalizava R\$ 67.797 (R\$ 16.459 em 31 de dezembro de 2016).

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia. Em 31 de dezembro de 2017 as perdas acumuladas obtidas na marcação a mercado das referidas dívidas de R\$ 577 (ganhos de R\$ 98 em 31 de dezembro de 2016), reduzidos dos ganhos obtidos com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos, de R\$ 160 (perdas de R\$ 80 em 31 de dezembro de 2016), contratados para proteção da variação cambial (nota 29), geraram uma perda líquida de R\$ 417 (ganho de R\$ 18 em 31 de dezembro de 2016).

Os saldos de principal dos empréstimos e financiamentos registrados no passivo não circulante, têm vencimentos assim programados:

<b><u>Ano de vencimento</u></b>	
2019	109.058
2020	29.153
2021	7.243
2022	3.603
2023	2.962
2024 a 2028	1.301
<b>Subtotal</b>	<b>153.320</b>
Marcação a mercado	577
<b>Total</b>	<b>153.897</b>

Os principais índices utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos e a composição do perfil de endividamento em moeda nacional e estrangeira, já considerando os efeitos de conversão dos instrumentos derivativos estão abaixo demonstrados:

<b><u>Indexador</u></b>	<b><u>Varição acumulada</u></b>		<b><u>% da dívida</u></b>	
	<b><u>2017</u></b>	<b><u>2016</u></b>	<b><u>31/12/2017</u></b>	<b><u>31/12/2016</u></b>
TJLP	7,00	7,50	8,50	8,35
CDI	6,89	13,63	84,16	84,19
Outros			7,34	7,46
			100,00	100,00

#### **Condições restritivas**

##### **Moeda estrangeira – Lei nº 4.131 (Bank of Nova Scotia)**

As captações em moeda estrangeira realizadas através da Lei 4.131 estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da controladora CPFL Energia a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos, calculados semestralmente.

Os índices exigidos são os seguintes: (i) Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, máximo de 3,75 e (ii) EBITDA dividido pelo resultado financeiro mínimo de 2,25.

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

Diversos empréstimos e financiamentos da Companhia estavam sujeitos à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da controladora CPFL Energia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas, Camargo Corrêa e Previ permanecesse de forma direta ou indiretamente no bloco de controle da controladora CPFL Energia.

Em função da mudança do controle acionário da controladora CPFL Energia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores da controladora CPFL Energia suas controladas diretas e indiretas, a não decretação dos vencimentos antecipados dos referidos empréstimos e financiamentos, os quais passaram a incluir

a State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China como exceção para não antecipação dos seus vencimentos.

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

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que todas as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2017.

#### Adições no exercício:

#### Moeda nacional:

**BNDES – (Investimento - U314 e Selic)** – A Companhia e as empresas incorporadas obtiveram a aprovação e liberação de financiamento junto ao BNDES em 2017 no montante de R\$ 6.556, através do Banco Safra, que faz parte de uma linha de crédito do FINAME, com juros que serão pagos trimestralmente. Os recursos captados foram destinados para o plano de investimentos da Companhia. Não há condições restritivas.

### ( 15 ) DEBÊNTURES E ENCARGOS DE DEBÊNTURES

	Saldo em 31/12/2016	Encargos, atualização monetária e MTM	Encargos pagos	Agrupamento das distribuidoras	Saldo em 31/12/2017
Debêntures	-	4.753	(5.931)	33.813	32.635
Gastos com emissão	-	8	-	(27)	(19)
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>4.761</b>	<b>(5.931)</b>	<b>33.786</b>	<b>32.616</b>

	Quantidade em circulação	Remuneração anual	Taxa efetiva a.a.	Condições de amortização	Garantias	Agrupamento das distribuidoras	Total
<b>1ª Emissão</b>							
1ª Emissão - Série Única - CLFS11	650	CDI + 1,40%	CDI + 1,52%	02 Parcelas anuais a partir de junho de 2017	Fiança da CPFL Energia	32.635	32.635
Gastos com captação (a)						(19)	(19)
						<b>32.616</b>	<b>32.616</b>

(a) Conforme CPC 08, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas.

#### Condições restritivas

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

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

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

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

Em função da mudança do controle acionário da controladora CPFL Energia, efetivada em janeiro de 2017, foi

negociado previamente com os credores da controladora CPFL Energia e suas controladas diretas e indiretas, bem como empreendimentos controlados em conjunto, a não decretação dos vencimentos antecipados das referidas debêntures, os quais passaram a incluir a State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China como exceção para não antecipação dos seus vencimentos.

O não cumprimento das restrições mencionadas podem ocasionar inadimplência contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato.

A Administração da Companhia e da controladora CPFL Energia monitoram esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2017.

## ( 16 ) TAXAS REGULAMENTARES

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	137	12
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 22.5)	11.066	2.595
Bandeiras tarifárias e outros	14.348	498
<b>Total</b>	<b><u>25.551</u></b>	<b><u>3.105</u></b>

**Conta de desenvolvimento energético – CDE** – Refere-se: (i) a quota anual de CDE para o exercício de 2017 no montante de R\$ 5.785 (R\$ 1.433 em 31 de dezembro de 2016), (ii) quota destinada à devolução do aporte de CDE do período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no montante de R\$ 1.778 (R\$ 190 em 31 de dezembro de 2016) e (iii) quota destinada à devolução do aporte da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (“conta ACR”) do período de fevereiro a dezembro de 2014, no montante de R\$ 3.503 (R\$ 972 em 31 de dezembro de 2016). Em 2017 a Companhia efetuou o encontro de contas do montante a pagar de CDE e o contas a receber da CDE (nota 11) no valor de R\$ 41.

**Bandeiras tarifárias e outros** – Refere-se basicamente ao montante a ser repassado para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”), cujo valor a receber foi registrado através da emissão das faturas de energia (22.4)

## ( 17 ) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<b><u>Circulante</u></b>		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	632	1.039
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	362	-
<b>Imposto de renda e contribuição social a recolher</b>	<b><u>994</u></b>	<b><u>1.039</u></b>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	19.770	3.922
Programa de integração social - PIS	1.287	182
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	5.981	836
Outros	1.419	193
<b>Outros impostos, taxas e contribuições a recolher</b>	<b><u>28.457</u></b>	<b><u>5.133</u></b>
<b>Total circulante</b>	<b><u>29.451</u></b>	<b><u>6.172</u></b>

**( 18 ) PROVISÕES PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS**

	31/12/2017		31/12/2016	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
<b>Trabalhistas</b>	9.238	6.962	184	126
<b>Cíveis</b>	2.535	612	415	6
<b>Fiscais</b>				
Imposto de renda	2.920	4	739	-
Outras	11.008	19.847	2.452	3.716
	13.927	19.851	3.191	3.716
<b>Outros</b>	3.782	-	196	-
<b>Total</b>	<b>29.482</b>	<b>27.424</b>	<b>3.986</b>	<b>3.848</b>

A movimentação das provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e outros, está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2016	Adição em função do agrupamento das distribuidoras	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2017
Trabalhistas	184	8.946	954	(229)	(636)	19	9.238
Cíveis	415	2.245	1.125	(319)	(1.124)	193	2.535
Fiscais	3.191	9.660	487	(66)	(2)	657	13.927
Outros	196	2.234	1.701	-	(519)	171	3.782
<b>Total</b>	<b>3.986</b>	<b>23.085</b>	<b>4.267</b>	<b>(614)</b>	<b>(2.281)</b>	<b>1.040</b>	<b>29.482</b>

As provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e outros foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processos em que a Companhia é parte, cuja probabilidade de perda é provável na opinião dos assessores legais externos e da Administração da Companhia.

O sumário dos principais assuntos pendentes relacionados a litígios, processos judiciais e autos de infração é como segue:

- a) **Trabalhistas** - As principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, verbas rescisórias e outras reivindicações).
- b) **Cíveis:**
  - Danos pessoais** - Refere-se, principalmente, a pleitos de indenizações relacionados a acidentes ocorridos na rede elétrica da Companhia, danos a consumidores, acidentes com veículos, entre outros.
  - Majoração tarifária** - Corresponde a vários pleitos de consumidores industriais, devido a reajustes impostos pelas Portarias DNAEE n.ºs. 38 e 45, de 27 de fevereiro e 4 de março de 1986, respectivamente, quando estava em vigor o congelamento de preços do "Plano Cruzado".
- c) **Fiscais:**
  - Imposto de renda** - Refere-se a discussões com objetivo de afastar a cobrança do adicional de CSLL, nos moldes instituídos pelo art. 6º da MP nº 1.807/99 e posteriores reedições.
  - Outras** - Refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrentes das operações da Companhia, relacionados basicamente a assuntos fiscais envolvendo CPMF.
- d) **Outros:**
  - Refere-se principalmente a ações relacionadas à natureza regulatória.

**Perdas possíveis:** A Companhia é parte em outros processos e riscos, nos quais a Administração, suportada por seus consultores jurídicos externos, acredita que as chances de êxito são possíveis, ou seja, é mais provável do que não de que não haja desembolso para estes casos devido a uma base sólida de defesa para os mesmos, e, por este motivo, nenhuma provisão sobre os mesmos foi constituída. Estas questões não apresentam, ainda, tendência nas decisões por parte dos tribunais ou qualquer outra decisão de processos similares consideradas como prováveis ou remotas.

As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2017 e 2016 estavam assim representadas:

	31/12/2017	31/12/2016	Principais causas
Trabalhistas	23.475	1.411	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	10.538	292	danos pessoais e majoração tarifária
Fiscais	187.837	13.830	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social
Regulatório	166	100	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
<b>Total</b>	<b>222.017</b>	<b>15.632</b>	

No tocante às contingências trabalhistas, a Companhia informa que há discussão a respeito da possibilidade de alteração do índice de correção adotado pela Justiça do Trabalho. Atualmente há decisão do STF que suspende a alteração levada a efeito pelo TST, a qual pretendia alterar o índice atual praticado pela Justiça do Trabalho ("TR") pelo IPCA-E. A Suprema Corte considerou que a decisão do TST conferiu interpretação extensiva ilegítima e descumpriu a modulação de efeitos de precedentes anteriores, além de usurpar sua competência para decidir matéria constitucional. Diante de tal decisão, e até que haja decisão definitiva publicada pelo STF, continua válido o índice atual praticado pela Justiça do Trabalho ("TR"), o qual tem sido reconhecido pelo TST em decisões recentes. Desta forma, a Administração da Companhia considera como possível o risco de eventuais perdas, e, em função do assunto ainda demandar definição por parte do Judiciário, não é possível estimar com razoável segurança os montantes envolvidos. Adicionalmente, de acordo com a Lei n.º 13.467 de 11 de novembro de 2017, a TR é o índice de correção da Justiça do Trabalho a partir da vigência da norma.

A Administração da Companhia, baseada na opinião de seus assessores legais externos, acredita que os montantes provisionados refletem a melhor estimativa corrente.

## ( 19 ) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Consumidores e concessionárias	2.757	237	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	6.983	2.122	3.622	528
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	5.157	1.129	4.432	295
EPE / FNDCT / PROCEL	814	100	-	-
Fundo de reversão	-	-	3.764	-
Adiantamentos	236	52	70	8
Descontos tarifários - CDE	4.887	27	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	371	42	-	-
Folha de pagamento	3	119	-	-
Participação nos lucros	3.176	533	983	109
Convênios de arrecadação	2.856	337	-	-
Outros	572	67	15	-
<b>Total</b>	<b>27.812</b>	<b>4.765</b>	<b>12.886</b>	<b>941</b>

**Consumidores e concessionárias:** As obrigações com consumidores referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos além de participações de consumidores no Programa de Universalização.

**Programas de eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento:** A Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da receita operacional líquida), mas ainda não aplicados nos programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética. Tais montantes são passíveis de atualização monetária mensal, com base na SELIC, até o momento de sua efetiva realização.

**Fundo de reversão:** Refere-se a recursos derivados da reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal nº 41.019/57), aplicado pela Companhia na expansão do serviço público de energia elétrica. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorrerá de acordo com determinações do poder concedente.

**Descontos tarifários – CDE:** Refere-se à diferença entre o desconto tarifário concedido aos consumidores e os valores recebidos via CDE.

**Juros sobre empréstimo compulsório:** Referem-se a repasse de recursos oriundos da Eletrobrás aos consumidores industriais.

**Participação nos lucros:** Em conformidade com o acordo coletivo de trabalho, a Companhia implantou programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos.

**Convênios de arrecadação** - Referem-se a convênios firmados com prefeituras e empresas para arrecadação através da conta de energia elétrica e posterior repasse de valores referentes à contribuição de iluminação pública, jornais, assistência médica, seguros residenciais, entre outros.

## ( 20 ) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação do acionista CPFL Energia no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2017 e 2016 está assim distribuída:

31/12/2017 - Quantidade de ações			
Acionistas	Ordinárias	Total	%
CPFL Energia S/A	359.058.396	359.058.396	100,00
<b>Total</b>	<b>359.058.396</b>	<b>359.058.396</b>	<b>100,00</b>

31/12/2016 - Quantidade de ações				
Acionistas	Ordinárias	Preferenciais	Total	%
CPFL Energia S/A	197.547.527	11.746.789	209.294.316	100,00
<b>Total</b>	<b>197.547.527</b>	<b>11.746.789</b>	<b>209.294.316</b>	<b>100,00</b>

### 20.1 Aumento de capital

Através da Assembleia Geral Extraordinária (“AGE”) de 31 de dezembro de 2017, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia, no valor total de R\$ 149.764, em decorrência da incorporação, com emissões de ações, passando a totalidade do capital social de R\$ 20.632, para R\$ 170.396, dividido em 359.058.396 ações ordinárias nominais sem valor nominal, totalmente integralizadas e de titularidade da acionista CPFL Energia S.A., que detém a totalidade das ações.

### 20.2 Reserva de lucros

O saldo em 31 de dezembro de 2017 está assim composto:

- Reserva legal no montante de R\$ 24.707;
- Reserva de retenção de lucros para investimento de R\$ 18.041;
- Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão: A Companhia registra o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro da concessão no resultado do exercício, e sua realização se dará pela baixa do ativo financeiro da concessão decorrente de alienação ou reestruturação societária ou no momento da indenização (ao final da concessão). Desta forma, a Companhia tem constituído reserva estatutária – ativo financeiro da concessão sobre estes montantes, amparada no artigo 194 da Lei nº 6.404/76, até a realização financeira destes montantes. O saldo final em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 48.305;
- Reserva estatutária – reforço de capital de giro: Para este exercício, considerando o atual cenário macro com uma incipiente retomada econômica e, também considerando as incertezas quanto à hidrologia, a

Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 71.558 à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

### 20.3 Distribuição de dividendo

Na AGO de 26 de abril de 2017 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2016, através de declaração de dividendo adicional proposto no montante de R\$ 2.186, atribuindo-se para cada lote de mil ações o valor de R\$ 10,385732920 para ações ordinárias e R\$ 11,424306300 para ações preferenciais.

### 20.4 Destinação do lucro líquido do exercício

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.

Para este exercício, a Administração da Companhia está propondo a distribuição do saldo do lucro líquido acumulado, através de:

- a) declaração de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 8.109 (R\$ 6.893 líquido de IRRF) sendo atribuído para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 22,5846149 (R\$ 19,196922680 líquido de IRRF) referentes aos resultados acumulados até o segundo semestre de 2017, imputado ao dividendo mínimo obrigatório do exercício.

<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>11.720</b>
Realização da reserva de correção monetária especial "CME"	10
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	1.923
Reserva de retenção de dividendo não distribuído	42.643
<b>Lucro líquido base para destinação</b>	<b>56.296</b>
Reserva legal	(3.115)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(45.072)
Juros sobre capital próprio proposto	(8.109)

## ( 21 ) LUCRO POR AÇÃO

### Lucro por ação – básico e diluído

O cálculo do lucro por ação básico e diluído em 31 de dezembro de 2017 e 2016 foi baseado no lucro líquido do exercício e o número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante os exercícios apresentados:

	<b>2017</b>	<b>2016</b>
<b>Numerador</b>		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	11.720	7.988
<b>Denominador</b>		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas - ações ordinárias	198.150.937	197.547.527
Média ponderada de ações em poder dos acionistas - ações preferenciais	11.553.691	11.746.789
<b>Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações ordinárias</b>	<b>55,58</b>	<b>37,95</b>
<b>Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações preferenciais</b>	<b>61,14</b>	<b>41,75</b>

**Alteração na quantidade de ações –** A média ponderada das ações ordinárias e preferenciais para o exercício de 2017 apresentado, considera a alteração no estatuto social da Companhia que efetuou a conversão do total das ações preferenciais em ordinárias a partir de 26 de dezembro de 2017 (nota 3.3).

Nos exercícios de 2017 e 2016 a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ação que gerassem impacto diluidor no lucro por ação.

## ( 22 ) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de Consumidores (*)		GWh		R\$ mil	
	2017	2016 (*)	2017	2016	2017	2016
<b>Receita de operações com energia elétrica</b>						
<b>Classe de consumidores</b>						
Residencial	388.349	35.958	211	89	133.308	51.738
Industrial	3.517	641	233	271	110.722	126.518
Comercial	25.608	3.052	103	52	59.633	27.643
Rural	24.308	437	49	6	19.921	1.975
Poderes públicos	3.893	318	15	5	8.935	2.754
Iluminação pública	500	23	30	13	10.817	4.055
Serviço público	642	90	30	14	13.906	6.158
<b>Fornecimento faturado</b>	<b>446.817</b>	<b>40.519</b>	<b>672</b>	<b>450</b>	<b>357.240</b>	<b>220.841</b>
Consumo próprio	109	6	1	-	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	(3.908)	1.641
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(150.944)	(87.898)
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>446.926</b>	<b>40.525</b>	<b>672</b>	<b>450</b>	<b>202.388</b>	<b>134.584</b>
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas	-	-	141	-	4.933	-
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(1.925)	-
Energia elétrica de curto prazo	-	-	146	37	16.629	5.487
<b>Suprimento de energia elétrica</b>			<b>287</b>	<b>37</b>	<b>19.637</b>	<b>5.487</b>
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					152.869	87.898
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					30.828	14.429
Receita de construção da infraestrutura de concessão					39.727	9.726
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 8)					16.207	(15.200)
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 10)					251	(750)
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares					17.478	2.714
Outras receitas e rendas					2.973	2.156
<b>Outras receitas operacionais</b>					<b>260.333</b>	<b>100.973</b>
<b>Total da receita operacional bruta</b>					<b>482.357</b>	<b>241.044</b>
<b>Deduções da receita operacional</b>						
ICMS					(71.046)	(43.721)
PIS					(7.320)	(3.845)
COFINS					(33.714)	(17.710)
ISS					(1)	(1)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(44.793)	(32.113)
Programa de P&D e eficiência energética					(2.604)	(1.276)
PROINFA					(1.854)	(886)
Bandeiras tarifárias e outros					(19.642)	(4.718)
Outros					(395)	(161)
					<b>(181.368)</b>	<b>(104.432)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>					<b>300.990</b>	<b>136.612</b>

(\*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

### 22.1 Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária (“Proret”), no sub módulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária. Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de setembro de 2015 essa obrigação especial passou a ser amortizada, e os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser apropriados em ativos e passivos financeiros setoriais e somente serão amortizados quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica.

Em 7 de fevereiro de 2012 a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (“ABRADEE”) conseguiu a suspensão dos efeitos da REN nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADEE. A Companhia está aguardando o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Esses valores foram provisionados como passivos financeiros setoriais e em obrigações especiais as quais estão sendo amortizadas, apresentados líquidos no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25.

### 22.2 Revisão Tarifária Periódica (“RTP”), Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) e Ajuste para reversão do Encargo de Energia de Reserva (“EER”) de Angra III

A ANEEL aprovou por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.214, de 28 de março de 2017 a republicação das Tarifas de Energia – TE e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, com o objetivo de devolução da previsão do Encargo Energia de Reserva (“EER”) da central geradora Usina Termo Nuclear (“UTN”) Almirante Álvaro Alberto – Unidade III (Angra III). As tarifas resultantes desta reversão ficaram vigentes somente em abril de

2017, no entanto, como o período de leitura do faturamento de cada unidade consumidora não coincide com o mês civil, essa redução se deu na receita faturada de abril e maio de 2017, tendo seu impacto diluído entre os dois períodos. O efeito médio percebido pelos consumidores da Companhia e das empresas incorporadas foi conforme demonstrado no quadro a seguir (conforme divulgado na REH):

<b>Empresa</b>	<b>REH</b>	<b>Percepção do consumidor</b>
Companhia Jaguari de Energia	2.214	-16,49%
Companhia Luz e Força Santa Cruz	2.214	-13,41%
Companhia Leste Paulista de Energia	2.214	-14,81%
Companhia Sul Paulista de Energia	2.214	-14,29%
Companhia Luz e Força de Mococa	2.214	-14,71%

Em 21 de março de 2017, a ANEEL fixou a revisão das tarifas da Companhia e das empresas incorporadas a partir de 22 de março de 2017, conforme demonstrado no quadro a seguir (conforme divulgado nas REH) em relação ao último evento tarifário ordinário (RTP/2016):

<b>Empresa</b>	<b>REH</b>	<b>Percepção do consumidor</b>
Companhia Jaguari de Energia	2.213	-8,42%
Companhia Luz e Força Santa Cruz	2.211	-10,37%
Companhia Leste Paulista de Energia	2.210	-3,28%
Companhia Sul Paulista de Energia	2.209	-4,15%
Companhia Luz e Força de Mococa	2.212	-2,56%

Em 22 de março de 2016, a ANEEL publicou a REH nº 2.028, que fixou a revisão das tarifas da Companhia a partir de 22 de março de 2016, na média em 29,46% sendo 17,01% referentes ao reposicionamento tarifário econômico e 12,45% relativos aos componentes financeiros em relação ao último evento tarifário ordinário (RTA/2015). O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 13,25% (conforme divulgado na REH) quando comparado à RTA ocorrida em fevereiro de 2015.

Através da REH nº 2.017 de 2 de fevereiro de 2016 a ANEEL prorrogou a vigência das tarifas de energia da Companhia até 21 de março de 2016, em função da renovação da concessão e da alteração da data de seu processo tarifário, de 03 de fevereiro para 22 de março.

### **22.3 Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares**

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2017, foi registrada receita de R\$ 17.478 (R\$ 2.714 em 2016), sendo (i) R\$ 1.378 (R\$ 242 em 2016) referentes à subvenção baixa renda; (ii) R\$ 15.918 (R\$ 2.472 em 2016) referentes a outros descontos tarifários, em contrapartida ao contas a receber – CDE e (iii) R\$ 182 de desconto tarifário – liminares. Estes itens foram registrados em contrapartida a outros créditos na rubrica contas a receber – CDE (nota 11).

### **22.4 Bandeiras tarifárias**

O sistema de aplicação das Bandeiras Tarifárias foi criado por meio da REN nº 547/2013, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015. Tal mecanismo pode refletir o custo real das condições de geração de energia elétrica no país, principalmente relacionado à geração térmica, ESS de segurança energética, risco hidrológico e exposição involuntária das distribuidoras de energia elétrica. A bandeira verde indica condições favoráveis e a tarifa não sofre acréscimo. A bandeira amarela indica condições menos favoráveis e a bandeira vermelha sendo segregada em dois patamares, é acionada em condições mais custosas, tendo acréscimo na tarifa de R\$ 1,00 e R\$ 3,00 e R\$ 5,00, (antes dos efeitos tributários), respectivamente, para cada 100 KWh consumidos, reajustados conforme decisão proferida pela Diretoria Colegiada na instauração da Audiência Pública nº 61/2017, a partir de 1º novembro de 2017.

No exercício de 2017 a Companhia faturou dos seus consumidores o montante de R\$ 19.642 (R\$ 4.718 em 2016) de Bandeira Tarifária, registrados na rubrica “Bandeiras tarifárias e outros”.

Em 2017, a ANEEL homologou as Bandeiras Tarifárias faturadas de dezembro de 2016 a outubro de 2017. O

montante faturado homologado foi de R\$ 13.262, registrados na rubrica “Bandeiras tarifárias e outros”. Deste montante R\$ 8.077 foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8), R\$ 5.185 foram repassados para a conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias (“CCRBT”); e R\$ 14.343, referente a bandeira tarifária, faturada em novembro e dezembro de 2017 e não homologado, está registrado em taxas regulamentares (nota 16).

## 22.5 Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)

A ANEEL, por meio das REH nº 2.202, de 7 de fevereiro de 2017, alterada pela REH nº 2.204 de 07 de março de 2017, estabeleceu as quotas anuais definitivas da CDE vigentes do ano de 2017. Essas quotas contemplam: (i) quota anual da conta CDE – USO; e (ii) quota CDE – Energia, referente a parte dos aportes CDE recebidos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica no período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014, que deverá ser recolhida dos consumidores e repassada à Conta CDE em até cinco anos a partir da RTE de 2015. Adicionalmente, por meio da REH nº 2004, de 15 de dezembro de 2015, a ANEEL estabeleceu mais uma quota destinada à amortização da Conta ACR, cujos valores foram atualizados pela REH nº 2.231 de 25 de abril de 2017, com recolhimento e repasse à Conta CDE para o período tarifário de março de 2017 a fevereiro de 2018.

## ( 23 ) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2017	2016	2017	2016
<b><u>Energia comprada para revenda</u></b>				
Energia de Itaipu Binacional	182	110	36.243	21.201
Energia curto prazo/PROINFA	24	12	5.797	3.811
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	625	411	128.456	60.139
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(15.771)	(7.877)
<b>Subtotal</b>	<b>831</b>	<b>532</b>	<b>154.726</b>	<b>77.276</b>
<b><u>Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição</u></b>				
Encargos da rede básica			33.031	8.921
Encargos de transporte de Itaipu			3.035	556
Encargos de conexão			1.550	852
Encargos de uso do sistema de distribuição			879	-
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse do CONER			(10.460)	3.822
Encargos de energia de reserva - EER			-	1.196
Crédito de PIS e COFINS			(2.593)	(1.420)
<b>Subtotal</b>			<b>25.441</b>	<b>13.927</b>
<b>Total</b>			<b>180.168</b>	<b>91.203</b>

## ( 24 ) CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Custo de operação		Custo do serviço prestado a terceiros		Despesas Operacionais						Total	
	2017	2016	2017	2016	Vendas		Gerais e administrativas		Outros		2017	2016
					2017	2016	2017	2016	2017	2016		
Pessoal	10.930	3.604	-	-	1.413	765	3.318	1.364	-	-	15.660	5.733
Material	2.898	710	20	4	11	44	164	68	-	-	3.093	826
Serviços de terceiros	6.035	1.858	57	18	3.356	945	10.348	3.564	-	-	19.797	6.385
Amortização	9.314	2.675	-	-	34	20	1.602	891	-	-	10.949	3.588
Custos com construção da infraestrutura	-	-	39.727	9.726	-	-	-	-	-	-	39.727	9.726
Outros	414	166	-	-	4.314	757	2.982	894	2.072	683	9.782	2.500
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	1.057	371	-	-	-	-	1.057	371
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	3.098	330	-	-	-	-	3.098	330
Arrendamentos e aluguéis	-	-	-	-	-	-	261	150	-	-	261	150
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	-	267	108	-	-	267	108
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	3.727	351	-	-	3.727	351
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	68	27	-	-	68	27
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	2.072	683	2.072	683
Outros	414	166	-	-	159	56	(1.340)	259	-	-	(767)	481
<b>Total</b>	<b>29.591</b>	<b>9.013</b>	<b>39.803</b>	<b>9.749</b>	<b>9.127</b>	<b>2.531</b>	<b>18.413</b>	<b>6.781</b>	<b>2.072</b>	<b>683</b>	<b>99.007</b>	<b>28.757</b>

## ( 25 ) RESULTADO FINANCEIRO

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
<b>Receitas</b>		
Rendas de aplicações financeiras	1.009	1.936
Acréscimos e multas moratórias	3.653	1.868
Atualização de créditos fiscais	141	147
Atualização de depósitos judiciais	319	219
Atualizações monetárias e cambiais	1.897	340
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	113	174
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	-	288
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(583)	(248)
Outros	375	312
<b>Total</b>	<b>6.924</b>	<b>5.036</b>
<b>Despesas</b>		
Encargos de dívidas	(4.088)	(3.571)
Atualizações monetárias e cambiais	(6.217)	(3.657)
(-) Juros capitalizados	496	76
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 8)	(2.200)	-
Outros	(1.580)	(1.675)
<b>Total</b>	<b>(13.589)</b>	<b>(8.827)</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(6.666)</b>	<b>(3.791)</b>

Os juros foram capitalizados a uma taxa média 8,09% a.a. em 2017 (7,50% a.a. de janeiro a março de 2016 e 8,09% a.a. de abril a dezembro de 2016) sobre os ativos intangíveis qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

A rubrica de despesas de atualizações monetárias e cambiais contempla os efeitos das perdas com instrumentos derivativos no montante de R\$ 404 no exercício de 2017 (R\$ 9.963 no exercício de 2016) (nota 29).

## ( 26 ) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2017, as seguintes empresas como acionistas controladores:

- State Grid Brazil Power Participações S.A.

Companhia controlada indiretamente pela State Grid Corporation of China, companhia estatal chinesa cujo principal negócio é desenvolver e operar empresas no setor energético.

- ESC Energia S.A.

Companhia controlada pela State Grid Brazil Power Participações S.A..

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores e coligadas, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influências significativas sobre a Companhia.

**As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:**

- Saldo bancário e aplicação financeira** - Referem-se basicamente a saldos bancários e aplicações financeiras junto a instituições financeiras, conforme descrito na nota 5. Adicionalmente, a Companhia possui Fundos de Investimentos Exclusivos.
- Empréstimos, financiamentos, debêntures e derivativos** - Correspondem às captações de recursos junto a instituições financeiras, conforme condições descritas nas notas 14 e 15.
- Outras operações financeiras** - Os valores referem-se a custos bancários e despesas associadas ao processo de arrecadação e despesas de escrituração. O saldo registrado no passivo compreende

basicamente direitos sobre o processamento da folha de pagamento que foram negociados com o Banco do Brasil, que estão sendo apropriados como receita ao resultado pelo prazo do contrato.

- d) Intangível, materiais e prestação de serviços** - Refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição, e contratação de serviços como construção civil e consultoria em informática.
- e) Compra e venda de energia no mercado regulado e encargos** – A Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo poder concedente. A Companhia também adquire energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

Para zelar para que as operações comerciais com partes relacionadas sejam realizadas em condições usuais de mercado, a controladora CPFL Energia possui um “Comitê de Partes Relacionadas”, formado por representantes dos acionistas controladores, da controladora e por um membro independente, que analisa as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2017, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 1.451 (R\$ 534 em 2016). Este valor é composto por R\$ 881 (R\$ 432 em 2016) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 26 (R\$ 17 em 2016) de benefícios pós-emprego e R\$ 544 (R\$ 85 em 2016) de outros benefícios de longo prazo, e referem-se a valores registrados pelo regime de competência.

As transações com as entidades sob controle comum (controladas da State Grid Corporation of China) referem-se basicamente a encargos de uso do sistema de transmissão, incorridos e pagos pela Companhia.

Transações entre partes relacionadas envolvendo acionistas controladores da CPFL Energia, são como seguem:

<b>Empresas</b>	<b>Despesa/custo</b>
<b>Encargos - Rede Básica</b>	<b>2017</b>
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid)	1.383

As informações comparativas abaixo referem-se ao período em que os acionistas controladores indiretos eram aqueles anteriores à mudança de controle para a State Grid Corporation of China.

<b>Empresas</b>	<b>Ativo</b>	<b>Passivo</b>	<b>Receita</b>	<b>Despesa/custo</b>
	<b>31/12/2016</b>	<b>31/12/2016</b>	<b>2016</b>	<b>2016</b>
<b>Saldo bancário e aplicação financeira</b>				
Banco do Brasil S.A.	117	-	-	1
<b>Empréstimos e financiamentos</b>				
Banco do Brasil S.A.	-	4.413	-	567
<b>Outras operações financeiras</b>				
Banco do Brasil S.A.	-	12	3	66
<b>Intangível, materiais e prestação de serviço</b>				
Banco do Brasil S.A.	-	-	-	2
HM 02 Empreendimento Imobiliário SPE Ltda.	-	-	45	-
Renovias Concessionária S.A.	-	-	-	4
Samm - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda	-	-	3	-
<b>Compra e venda de energia e encargos</b>				
AES TIETE S/A	-	-	-	3.220
Afluentes Transmissão de Energia Elétrica S.A.	-	-	-	9
Aliança Geração de Energia S.A	-	-	-	37
Norte Energia S.A.	-	42	-	557
SE Narendiba S.A.	-	-	-	1
Serra do Facão Energia S.A. - SEFAC	-	-	-	109

Transações entre partes relacionadas envolvendo controladas e controladas em conjunto da CPFL Energia S.A., são como seguem:

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	2017	2016	2017	2016
<b>Alocação de despesas entre empresas</b>								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	3	-	-	-	8	1
Companhia Paulista de Força e Luz	22	21	138	16	-	-	84	(85)
Companhia Piratininga de Força e Luz	12	8	82	8	-	-	102	(28)
Companhia Luz e Força Santa Cruz	-	1	-	3	-	-	-	39
Companhia Leste Paulista de Energia	-	-	-	3	-	-	-	(8)
Companhia Sul Paulista de Energia	-	-	-	-	-	-	-	(10)
Companhia Luz e Força de Mococa	-	17	-	15	-	-	-	125
Rio Grande Energia S.A.	7	6	3	-	-	-	(109)	(107)
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	5	-	-	-	16	6
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	13	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	(16)	(11)
Nect Serviços Administrativos Ltda.	1	-	2	-	-	-	(12)	-
<b>Arrendamento e aluguel</b>								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	12	8
Companhia Luz e Força Santa Cruz(*)	-	-	-	-	-	16	-	-
Companhia Leste Paulista de Energia(*)	-	-	-	-	-	20	-	-
Companhia Sul Paulista de Energia(*)	-	-	-	-	-	21	-	-
Companhia Luz e Força de Mococa(*)	-	-	-	-	-	9	-	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	7	-	-	-	19	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	8	8	-	-	50	33	-	-
<b>Contrato mútuo</b>								
CPFL Energia S.A.	-	-	46.780	-	-	-	199	90
<b>Dividendo/Juros sobre o capital próprio</b>								
CPFL Energia S.A.	-	-	38.877	6.115	-	-	-	-
<b>Intangível, materiais e prestação de serviço</b>								
Companhia Paulista de Força e Luz	265	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	24.205	1.563	1.227	239	-	1	2.173	873
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	19	-	204	19	-	-	583	149
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	64	147	-	-	2.904	1.452
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	9
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	203	332	-	-	3.606	790
<b>Compra e venda de energia e encargos</b>								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	14	-	-	-	28	-
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	2	-	230	73	-	-
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	2.204	364	-	-	7.882	5.852
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	119	-	-	-	157	-
CPFL Centrais Geradoras Ltda.	-	-	-	1	28	-	(1)	1
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	5	-	-	-	9	-
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	18	-	-	-	36	-
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	31	28	-	-	250	233
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	10	9	-	-	121	157
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	3	1
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	3	-
<b>Outras operações financeiras</b>								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	47	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	1	-	65	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	-	-	-	-	3	-
NECT Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	14	-
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	-	-	-	-	8	-

(\*) Os saldos do ativo e passivo e as operações de resultado após 31/10/2017 estão apresentadas na Companhia Jaguari de Energia em função do agrupamento.

## ( 27 ) SEGUROS

A Companhia mantém contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. As principais coberturas de seguros são:

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apólice</u>	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016 (*)</u>
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	185.063	25.821
Transporte	Transporte nacional	17.011	2.100
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	23.994	2.720
Automóveis	Cobertura compreensiva	155	-
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	175.000	20.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	39.871	930
	Responsabilidade civil dos administradores e		
Outros	outros	790.000	180.000
<b>Total</b>		<b>1.231.093</b>	<b>231.571</b>

(\*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

Para o seguro de responsabilidade civil dos administradores, a importância segurada é compartilhada entre as empresas do Grupo CPFL Energia. O prêmio é pago individualmente por cada empresa envolvida, sendo o faturamento base de critério do rateio.

## ( 28 ) GESTÃO DE RISCOS

Os negócios da Companhia compreendem principalmente distribuição de energia elétrica. Como concessionária de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas da Companhia são reguladas pela ANEEL.

### Estrutura do gerenciamento de risco

A gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração e Fiscal da controladora CPFL Energia, Comitês de Assessoramento, Diretoria Executiva, Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos e áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos que descreve o modelo de gestão de riscos assim como as atribuições de cada agente.

Compete ao Conselho de Administração da controladora CPFL Energia deliberar sobre as metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites. Adicionalmente, cabe a este fórum, tomar conhecimento e acompanhar eventuais importantes fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes acompanhando planos propostos pela Diretoria Executiva para saná-los.

Cabe ao(s) Comitê(s) de Assessoramento do Conselho de Administração da controladora CPFL Energia, desempenhando seu(s) papel(is) de órgão(s) técnico(s), tomar conhecimento (i) dos modelos de monitoramento dos riscos, (ii) das exposições aos riscos e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo a gestão de riscos.

Ao Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia compete, entre outros, certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras aos quais a Companhia está exposta bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

À Diretoria Executiva da Companhia cabe a condução dos negócios dentro dos limites de risco definidos, devendo esta tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição aos riscos exceda tais limites e reportar eventuais ultrapassagens ao Conselho de Administração da controladora CPFL Energia, apresentando ações de mitigação.

A Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos na Companhia, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvam a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais a Companhia está exposta.

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

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

**Risco de taxa de câmbio:** Esse risco decorre da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de *swap*. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 29. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas.

**Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação:** Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 29.

**Risco de crédito:** O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Mesmo sendo muito pulverizado, o risco é gerenciado através do monitoramento da inadimplência, ações de cobrança e corte de fornecimento.

**Risco de sub/sobrecontratação:** Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual a Companhia e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. A Companhia pode ficar impossibilitada de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas situações: (i) quando o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) quando o nível de contratos for inferior a 100% desta energia demandada. No primeiro caso a energia contratada acima dos 105% é vendida na CCEE e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão. No segundo caso, além da Companhia ser obrigada a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuir garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, há uma penalidade por insuficiência de lastro contratual. Essas situações podem ser mitigadas se as distribuidoras fizerem jus a exposições ou sobras involuntárias.

**Risco quanto à escassez de energia:** A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001.

As condições de armazenamento do Sistema Interligado Nacional (“SIN”) permitiram a geração de energia ao longo de 2017 sem riscos de abastecimento, apesar do nível baixo do armazenamento no subsistema Nordeste. A melhora da condição do armazenamento do SIN, associada à entrada em operação de novas unidades geradoras hidrelétricas na região Norte e a disponibilidade de geração termelétrica, reduzem de forma importante a probabilidade de cortes de carga por razões energéticas.

**Risco de aceleração de dívidas:** A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

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

## Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros

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

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

## ( 29 ) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os instrumentos financeiros, marcados a valores justos e/ou cujo valor contábil é diferente materialmente do respectivo valor justo, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são, como segue:

	Nota Explicativa	Categoria	Mensuração	Nível(*)	31/12/2017	
					Contábil	Valor Justo
<b>Ativo</b>						
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 1	17.967	17.967
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	7	7
Ativo financeiro da concessão	10	(b)	(2)	Nível 3	20.489	20.489
					<b>38.463</b>	<b>38.463</b>
<b>Passivo</b>						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(c)	(1)	Nível 2 (**)	227.800	198.122
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	14	(a)	(2)	Nível 2	67.796	67.796
Debêntures - principal e encargos	15	(c)	(1)	Nível 2 (**)	32.616	32.729
Derivativos	29	(a)	(2)	Nível 2	1.167	1.167
					<b>329.379</b>	<b>299.814</b>

(\*) Refere-se a hierarquia para determinação do valor justo

(\*\*) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou uma perda de R\$ 146 em 2017 (uma perda de R\$ 402 em 2016).

(\*\*\*) Apenas para fins de divulgação de acordo com o CPC 40 (R1) / IFRS 7

### Legenda

#### Categoria:

- (a) - Valor justo contra o resultado
- (b) - Disponível para venda
- (c) - Outros passivos financeiros

#### Mensuração:

- (1) - Mensurado ao custo amortizado
- (2) - Mensurado ao valor justo

Os instrumentos financeiros cujos valores contábeis se aproximam dos valores justos, devido à sua natureza, na data destas demonstrações financeiras, são:

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias; (ii) contas a receber – CDE; (iii) serviços prestados a terceiros; (iv) convênios de arrecadação e (v) ativo financeiro setorial;
- Passivos financeiros: (i) fornecedores; (ii) taxas regulamentares; (iii) consumidores e concessionárias e permissionárias; (iv) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, (v) Empresa de Pesquisa Energética - EPE; (vi) Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL; (vii) convênios de arrecadação; (viii) descontos tarifários – CDE e (ix) passivo financeiro setorial.

Adicionalmente, não houve em 2017 transferências entre os níveis de hierarquia de valor justo.

## a) Valorização dos instrumentos financeiros

Conforme mencionado na nota 4, o valor justo de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate), trazido a valor presente pelo fator de desconto (referente à data de vencimento do título), obtido da curva de juros de mercado em reais.

O CPC 40 (R1) requer a classificação em uma hierarquia de três níveis para mensurações a valor justo dos instrumentos financeiros, baseada em informações observáveis e não observáveis referentes à valorização de um instrumento financeiro na data de mensuração.

O CPC 40 (R1) também define informações observáveis como dados de mercado obtidos de fontes independentes e informações não observáveis que refletem premissas de mercado.

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

- Nível 1: preços cotados em mercado ativo para instrumentos idênticos;
- Nível 2: informações observáveis diferentes dos preços cotados em mercado ativo que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços);
- Nível 3: instrumentos cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

Em função da Companhia ter classificado o respectivo ativo financeiro da concessão como disponível para venda, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivo ganho no resultado do exercício de 2017 foi de R\$ 251 (perda de R\$ 750 em 2016), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas na nota 10.

## b) Instrumentos derivativos

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

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são *swaps* de moeda ou taxas de juros, sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pela Companhia possui prazos perfeitamente alinhados com as respectivas dívidas protegidas, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas para o registro contábil a valor justo (nota 14). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2017 a Companhia detinha as seguintes operações de *swap*, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia / Contrapartes	Valores de mercado (contábil)			Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador	Vencimento final	Nocional
	Passivo	Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos				
<b>Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo</b>							
<b>Hedge variação cambial</b>							
Scotia Bank	(1,167)	(1,167)	(1,327)	160	dólar	07/2019	65,936
	<u>(1,167)</u>	<u>(1,167)</u>	<u>(1,327)</u>	<u>160</u>			

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 14 e 15.

	Saldo em 31/12/2016	Atualização monetária, variação cambial e MTM	Liquidação	Agrupamento das distribuidoras	Saldo em 31/12/2017
<b>Derivativos</b>					
Para dívidas designadas a valor justo	(1.076)	(5.527)	6.768	(1.493)	(1.327)
Marcação a mercado (*)	(80)	46	-	194	160
	<b>(1.156)</b>	<b>(5.481)</b>	<b>6.768</b>	<b>(1.299)</b>	<b>(1.167)</b>

(\*) Os efeitos no resultado de 2017 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos é ganho de R\$ 479 para as dívidas designadas a valor justo.

Conforme mencionado acima, a Companhia optou por marcar a mercado a dívida para qual possui instrumentos de derivativos totalmente atrelados (nota 14).

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratarem de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos da variação cambial e variação da taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2017 e 2016, os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda)	
	2017	2016
Variação cambial	(451)	(10.236)
Marcação a mercado	46	273
	<b>(404)</b>	<b>(9.963)</b>

### c) Análise de sensibilidade

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

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

#### c.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2017 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Redução (aumento)		
			Depreciação cambial (b)	Depreciação cambial de 25%(c)	Depreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(70.089)		(3.168)	(21.482)	(39.796)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	68.574		3.099	21.017	38.936
<b>Total</b>	<b>(1.515)</b>	alta dólar	<b>(69)</b>	<b>(465)</b>	<b>(860)</b>

(a) A taxa de cambio considerada em 31/12/2017 foi de R\$ 3,31 para o dólar.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A., sendo a taxa de cambio considerada R\$ 3,46, e a depreciação cambial de 4,52%, referente ao dólar de 31/12/2017.

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela B3 S.A..

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

## c.2) Variação das taxas de juros

Supondo: (i) que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2017 fosse mantido, e (ii) que os respectivos indexadores anuais acumulados nos últimos 12 meses para esta data base, permaneçam estáveis (CDI 6,89% a.a.; TJLP 7,00% a.a., IPCA 2,76% a.a., e SELIC 9,70% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 21.554 (despesa de CDI R\$ 19.348, TJLP R\$ 1.630 e SELIC R\$ 1.142; e receita de IPCA R\$ 566). Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Redução (aumento)		
			Cenário provável (a)	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	2.530		(2)	41	84
Instrumentos financeiros passivos	(213.599)		171	(3.466)	(7.102)
Derivativos - swap plain vanilla	(69.741)		56	(1.132)	(2.319)
	<b>(280.810)</b>	alta CDI	<b>225</b>	<b>(4.557)</b>	<b>(9.337)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(23.293)		58	(335)	(728)
	<b>(23.293)</b>	alta TJLP	<b>58</b>	<b>(335)</b>	<b>(728)</b>
Ativo financeiro da concessão	20.489		227	29	(169)
	<b>20.489</b>	baixa IPCA	<b>227</b>	<b>29</b>	<b>(169)</b>
Ativos e passivos financeiros setoriais	(11.774)		334	536	738
Instrumentos financeiros passivos	(6.436)		183	293	404
	<b>(18.210)</b>	alta SELIC	<b>517</b>	<b>829</b>	<b>1.142</b>
<b>Total</b>	<b>(301.824)</b>		<b>1.027</b>	<b>(4.034)</b>	<b>(9.092)</b>

(a) Os índices de CDI, TJLP, IPCA e SELIC considerados de: 6,81%, 6,75%, 3,87% e 6,86% respectivamente, foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices no cenário provável.

## d) Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2017, considerando principal e juros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2017	Nota explicativa	Média ponderada das taxas de juros	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	13		113.441	247	31	-	-	-	113.719
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	7,22%	6.365	3.218	147.641	151.525	11.982	4.478	325.209
Derivativos	29		9	-	50	1.266	-	-	1.325
Debêntures - principal e encargos	15	7,90%	-	-	33.844	-	-	-	33.844
Taxas regulamentares	16		25.551	-	-	-	-	-	25.551
Outros	19		1.496	4.306	626	-	-	3.763	10.191
Consumidores e concessionárias			1.397	1.361	-	-	-	-	2.758
EPE / FNDCT / PROCEL			-	188	626	-	-	-	814
Convênio de arrecadação			99	2.757	-	-	-	-	2.856
Fundo de reversão			-	-	-	-	-	3.763	3.763
<b>Total</b>			<b>146.862</b>	<b>7.771</b>	<b>182.192</b>	<b>152.791</b>	<b>11.982</b>	<b>8.241</b>	<b>509.839</b>

## e) Risco de crédito

Caixa, equivalentes de caixa e derivativos são mantidos com bancos e instituições financeiras que possuem rating AA-.

O risco de crédito nas operações de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias é decorrente da exposição a perdas financeiras resultantes do descumprimento de obrigações financeiras pelas contrapartes. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

## ( 30 ) COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2017	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Arrendamentos e aluguéis	até 5 anos	36	71	9	-	116
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 29 anos	318.734	608.268	618.709	3.817.992	5.363.703
Compra de energia de Itaipu	até 29 anos	103.431	216.991	218.085	2.529.021	3.067.528
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 29 anos	136.300	301.109	332.885	3.638.700	4.408.994
Projetos de construção de subestação	até 1 ano	3.423	-	-	-	3.423
<b>Total</b>		<b>561.924</b>	<b>1.126.439</b>	<b>1.169.688</b>	<b>9.985.713</b>	<b>12.843.764</b>

## ( 31 ) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2017, um valor de R\$ 496 (R\$ 76 em 2016) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição (nota 25).

## ( 32 ) FATO RELEVANTE E EVENTO SUBSEQUENTE

### 32.1 – Transição tarifária das empresas agrupadas

Em 31 de dezembro de 2017 foi aprovado por AGE a incorporação, pela Companhia, das distribuidoras, Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa (nota 1.1). No entanto, no parágrafo 4º do inciso III do artigo 5º da Resolução Normativa nº 716, de 3 de maio de 2016, resolução esta que normatiza o processo, consta que até a primeira revisão tarifária da concessionária incorporadora, que se dará em março de 2021, a ANEEL poderá aplicar procedimento que parcele ao longo do tempo a variação das tarifas das antigas concessões e a tarifa unificada. A decisão quanto a essa transição tarifária e se a mesma perdurará até a próxima revisão tarifária se dará no reajuste tarifário da Companhia, em março de 2018.

### 32.2 – Emissão de debêntures

Em 12 de dezembro de 2017, foi autorizado pelo Conselho de Administração da Companhia a nona emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, em série única, no montante total de R\$ 190.000. Os recursos líquidos obtidos serão destinados para reforço do capital de giro.

Foram emitidas 190.000 debêntures, a data da emissão das Debêntures ocorreu em 15 de janeiro de 2018 e vencimento em janeiro de 2021. Os juros serão pagos semestralmente a partir de julho de 2018, ao custo de CDI + 0,48%.

**MARCO ANTONIO VILLELA DE ABREU**  
Diretor Presidente

**GUSTAVO ESTRELLA**  
Diretor Financeiro

**WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE FREITAS**  
Diretor Administrativo

**ROBERTO SARTORI**  
Diretor Gestão de Energia

**THIAGO FREIRE GUTH**  
Diretor Distribuição

**ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA**  
Diretor de Assuntos Regulatórios

---

**DIRETORIA DE CONTABILIDADE**

---

**SÉRGIO LUIS FELICE**  
Diretor de Contabilidade  
CT CRC 1SP192.767/O-6

**LIDIA TACHIBANA HIRAIDE**  
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras  
CT CRC 1SP154.108/O-7



KPMG Auditores Independentes  
Avenida Coronel Silva Telles, nº 977, 10º andar - Dahruj Tower  
13024-001 - Campinas/SP - Brasil  
Caixa Postal 737 - CEP: 13012-970 - Campinas/SP - Brasil  
Telefone +55 (19) 3198-6000, Fax +55 (19) 3198-6001  
www.kpmg.com.br

## Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos Conselheiros e Acionistas da  
Companhia Jaguari de Energia  
Jaguariúna - SP

### Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Jaguari de Energia (Companhia), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Jaguari de Energia em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

### Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

1

## Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

### Reconhecimento de receita de energia distribuída, mas não faturada

Veja as notas explicativas 3.8 e 22 das demonstrações financeiras

Principais assuntos de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
<p>A receita não faturada reconhecida pela Companhia corresponde à energia elétrica distribuída, mas não faturada para os consumidores e o seu faturamento é efetuado tomando como base os ciclos de leitura que em alguns casos se sucedem ao período de encerramento contábil. O reconhecimento da receita não faturada envolve especificidades atreladas ao processo, que leva em consideração dados históricos, parametrização de sistemas, além de julgamentos por parte da Companhia acerca da estimativa de consumo por parte dos consumidores. Devido à relevância dos valores e do julgamento envolvido que podem impactar o valor das receitas nas demonstrações financeiras, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.</p>	<p>Avaliamos o desenho dos controles internos chave relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Envolvermos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados. Analisamos as principais premissas utilizadas pela Companhia no desenvolvimento de tal estimativa, tais como índice de perdas técnicas e comerciais. Adicionalmente, testamos a integridade e exatidão dos dados utilizados no cálculo de estimativa efetuada pela Companhia e efetuamos teste de valorização da receita de energia distribuída e não faturada, por meio do confronto dos valores reconhecidos pela Companhia, com as expectativas independentes geradas a partir de nossos testes de auditoria. Também avaliamos as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras de acordo com as normas aplicáveis.</p> <p>Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitáveis o reconhecimento da receita de energia distribuída, mas não faturada no contexto das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2017 tomadas em conjunto.</p>

**Valor recuperável dos ativos fiscais diferidos**

Veja as notas explicativas 3.9 e 9 das demonstrações financeiras

**Principais assuntos de auditoria**

As demonstrações financeiras incluem créditos tributários sobre prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social e diferenças temporárias, cuja realização está suportada por estimativas de rentabilidade futura preparadas pela Companhia com base em seu julgamento e suportadas em seu plano de negócios. Devido às incertezas inerentes ao processo de determinação das estimativas dos lucros tributáveis futuros, que são a base para reconhecimento do valor recuperável dos créditos tributários e ao fato de qualquer mudança nas metodologias e premissas para a determinação dessas estimativas poder impactar de forma relevante o valor desses ativos e, conseqüentemente, as demonstrações financeiras como um todo, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

**Como auditoria endereçou esse assunto**

Avaliamos o desenho dos controles internos chave relacionados com a preparação e revisão do plano de negócios, orçamento, estudos técnicos e análises quanto à probabilidade de existência de lucros tributáveis futuros. Adicionalmente, com o suporte de nossos especialistas em finanças corporativas, analisamos a razoabilidade e consistência dos dados e premissas e das metodologias utilizadas pela Companhia, especialmente as relativas à projeção de lucros tributáveis futuros. Isso incluiu a comparação dessas premissas com dados obtidos de fontes externas, como o crescimento econômico projetado, volume e preço de venda de energia, continuidade das operações, gastos para reparação dos equipamentos, a inflação de custos e as taxas de desconto. Com o apoio dos nossos especialistas de área tributária, avaliamos as bases de apuração em que são aplicadas as alíquotas vigentes dos tributos e o estudo de capacidade de realização dos ativos fiscais diferidos. Também avaliamos as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras de acordo com as normas aplicáveis.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que o valor recuperável dos ativos fiscais diferidos, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2017 tomadas em conjunto.

Reorganização societária	
Veja as notas explicativas 1.1 e 2.6 das demonstrações financeiras	
Principais assuntos de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
<p>Em 2017, em Assembleia Geral Extraordinária foi aprovada a reorganização societária proposta pela Companhia. Essa reorganização se deu por meio da incorporação do acervo líquido das seguintes empresas: Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mooca. A Companhia e todas as empresas incorporadas eram integralmente controladas pela CPFL Energia S.A. na época da reorganização societária.</p> <p>O tratamento contábil e as divulgações relacionadas, bem como os aspectos tributários dessa transação, envolveram o exercício de julgamentos significativos. Em função do referido, por se tratarem de transações complexas e significativas fora do curso normal dos negócios da Companhia e pelo impacto que essas transações tiveram nas demonstrações financeiras, consideramos esse assunto significativo para nossa auditoria.</p>	<p>Analisamos os atos societários referentes à reorganização societária, e as respectivas aprovações dos órgãos reguladores. Analisamos a integridade e exatidão dos acervos líquidos incorporados. Com o suporte de nossos especialistas de impostos, avaliamos os efeitos tributários da reorganização societária. Também avaliamos as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras de acordo com as normas aplicáveis.</p> <p>Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o tratamento contábil da reorganização societária, bem como as divulgações relacionadas, no contexto das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2017 tomadas em conjunto.</p>
Outros assuntos	

#### Demonstrações do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação não é requerida para companhias fechadas, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

#### Auditoria dos valores correspondentes ao exercício comparativo

Os valores correspondentes relativos ao balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2016 e as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado (informação suplementar), referentes ao exercício findo nessa data, apresentados para fins de comparação, foram auditados por outros auditores independentes que emitiram relatório sem modificação, datado de 13 de março de 2017.

### Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório dos auditores

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

### Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

### Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.

- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluímos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Campinas, 20 de março de 2018

KPMG Auditores Independentes  
CRC 2SP027612/O-4



Thiago Rodrigues de Oliveira  
Contador CRC 1SP269466/O-7

# Demonstrações Contábeis Regulatórias

**Companhia Jaguari de Energia**  
**CNPJ nº 53.859.112/0001-69**  
**Balço Patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e 2016**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	Notas	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<b>Ativo</b>			
<b>Ativo Circulante</b>		<b>358.919</b>	<b>66.496</b>
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	17.974	11.544
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	162.801	30.236
Serviços em Curso		10.313	2.260
Tributos Compensáveis	7	8.899	3.680
Almoxarifado Operacional		2.631	303
Ativos Financeiros Setoriais	8	138.370	17.006
Despesas Pagas Antecipadamente		2.011	411
Outros Ativos Circulantes	10	15.918	1.055
<b>Ativo Não Circulante</b>		<b>1.013.308</b>	<b>105.747</b>
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	11.308	278
Tributos Compensáveis	7	12.458	726
Depósitos Judiciais e Cauções	16	27.424	3.848
Tributos Diferidos	9	-	5.518
Ativos Financeiros Setoriais	8	34.649	2.231
Despesas Pagas Antecipadamente		1	-
Outros Ativos Não Circulantes	10	13	-
Imobilizado	11	902.246	90.001
Intangível	11	25.210	3.146
<b>Total do Ativo</b>		<b><u>1.372.226</u></b>	<b><u>172.244</u></b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**Companhia Jaguarí de Energia**  
**CNPJ nº 53.859.112/0001-69**  
**Balço Patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e 2016**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	Notas	31/12/2017	31/12/2016
<b>Passivo</b>			
<b>Passivo Circulante</b>		<b>602.360</b>	<b>71.306</b>
Fornecedores	12	113.719	18.846
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	221.095	10.441
Obrigações Sociais e Trabalhistas		7.276	1.145
Tributos	15	29.451	6.171
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio		38.877	6.115
Encargos Setoriais	14	38.505	6.456
Passivos Financeiros Setoriais	8	141.759	21.370
Outros Passivos Circulantes	17	11.678	762
<b>Passivo Não Circulante</b>		<b>395.584</b>	<b>67.285</b>
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	13	153.897	40.507
Provisão para Litígios	16	29.482	3.986
Encargos Setoriais	14	8.054	823
Tributos Diferidos	9	17.749	-
Passivos Financeiros Setoriais	8	43.034	6.281
Instrumentos Financeiros Derivativos	27	1.167	1.156
Outros Passivos Não Circulantes	17	4.831	117
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	18	137.369	14.415
<b>Total do Passivo</b>		<b>997.943</b>	<b>138.591</b>
<b>Patrimônio Líquido</b>			
Capital Social		170.396	20.632
Reservas de Capital		6.148	611
Outros Resultados Abrangentes		89.190	12.943
Reservas de Lucros		96.265	2.296
Lucros (Prejuízos) Acumulados		5.391	(5.015)
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais		6.893	2.186
<b>Total do Patrimônio Líquido</b>	<b>19</b>	<b>374.283</b>	<b>33.653</b>
<b>Total do Passivo e do Patrimônio Líquido</b>		<b>1.372.226</b>	<b>172.244</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**Companhia Jaguarí de Energia**  
**CNPJ nº 53.859.112/0001-69**  
**Demonstrações do Resultado para os Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	Notas	2017	2016
<b>Receita / Ingresso</b>	20	<b>439.691</b>	<b>230.033</b>
Fornecimento de Energia Elétrica		202.389	134.584
Suprimento de Energia Elétrica		3.008	-
Energia Elétrica de Curto Prazo		16.628	5.487
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		183.696	102.327
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		16.207	(15.200)
Serviços Cobráveis		285	123
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		17.478	2.714
<b>Tributos</b>		<b>(112.081)</b>	<b>(65.277)</b>
ICMS		(71.046)	(43.721)
PIS-PASEP		(7.319)	(3.845)
COFINS		(33.714)	(17.710)
ISS		(1)	(1)
<b>Encargos - Parcela "A"</b>		<b>(69.287)</b>	<b>(39.155)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(1.302)	(638)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(1.302)	(638)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(44.793)	(32.113)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		(395)	(161)
Outros Encargos		(21.495)	(5.604)
<b>Receita Líquida / Ingresso Líquido</b>		<b>258.324</b>	<b>125.602</b>
<b>Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"</b>	21	<b>(180.168)</b>	<b>(91.203)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(154.726)	(77.276)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(25.442)	(13.927)
<b>Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis</b>		<b>78.156</b>	<b>34.400</b>
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>		<b>(57.595)</b>	<b>(21.736)</b>
Pessoal e Administradores	22	(15.660)	(5.733)
Material		(3.093)	(826)
Serviços de Terceiros		(19.796)	(6.385)
Arrendamento e Aluguéis		(261)	(150)
Seguros		(134)	(38)
Doações, Contribuições e Subvenções		(68)	(27)
Provisões		(6.460)	(635)
(-) Recuperação de Despesas		2.351	271
Tributos		(154)	(102)
Depreciação e Amortização		(11.724)	(5.389)
Gastos Diversos		(3.647)	(1.219)
Outras Receitas Operacionais		4.056	2.163
Outras Despesas Operacionais		(3.004)	(3.665)
<b>Resultado da Atividade</b>		<b>20.561</b>	<b>12.662</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	23	<b>(6.666)</b>	<b>(3.984)</b>
Receitas Financeiras		13.191	8.826
Despesas Financeiras		(19.857)	(12.811)
<b>Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro</b>		<b>13.895</b>	<b>8.678</b>
Despesa com Impostos sobre o Lucro	9	(3.003)	(3.452)
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>		<b>10.892</b>	<b>5.226</b>
Atribuível aos Acionistas Controladores		10.892	5.226

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**Companhia Jaguarí de Energia**  
**CNPJ nº 53.859.112/0001-69**  
**Demonstrações do Resultado Abrangente para os Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>10.892</b>	<b>5.226</b>
<b>Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos</b>	<b><u>10.892</u></b>	<b><u>5.226</u></b>
Atribuível aos Acionistas Controladores	10.892	5.226

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**Companhia Jaguari de Energia**  
**CNPJ nº 53.859.112/0001-69**  
**Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido para os Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	Capital Social	Reservas de Capital	Resultado Abrangente Acumulado	Reserva de lucros			Lucros ou prejuízos Acumulados	Total
			Reserva de Reavaliação	Reserva legal	Reserva estatutária - reforço de capital de giro	Dividendo Adicional Proposto		
<b>Saldo em 31 de Dezembro de 2015</b>	<b>19.357</b>	<b>1.895</b>	<b>11.803</b>	<b>1.897</b>	<b>-</b>	<b>138</b>	<b>(5.016)</b>	<b>30.074</b>
<b>Resultado abrangente total</b>								
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	5.226	5.226
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(5.250)	-	-	-	5.250	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	1.785	-	-	-	(1.785)	-
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	4.606	-	-	-	-	4.606
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>								
Aumento de capital	1.275	(1.275)	-	-	-	-	-	-
Realização da correção monetária especial - Lei nº 8.200/91	-	(9)	-	-	-	-	9	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	399	-	-	(399)	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>								
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	(6.115)	(6.115)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	2.186	(2.186)	-
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	(138)	-	(138)
<b>Saldo em 31 de Dezembro de 2016</b>	<b>20.632</b>	<b>611</b>	<b>12.943</b>	<b>2.296</b>	<b>-</b>	<b>2.186</b>	<b>(5.016)</b>	<b>33.653</b>
<b>Resultado abrangente total</b>								
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	10.892	10.892
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(4.167)	-	-	-	4.167	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	1.417	-	-	-	(1.417)	-
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>								
Agrupamento de concessão - 31/10/2017 (nota 1.2)	149.764	5.547	78.997	19.296	26.486	-	53.049	333.140
Aumento de capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Realização da correção monetária especial - Lei nº 8.200/91	-	(10)	-	-	-	-	10	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	3.115	-	-	(3.115)	-
Constituição de reserva estatutária - reforço de capital de giro	-	-	-	-	45.072	-	(45.072)	-
<b>Transações de capital com os acionistas</b>								
Juros sobre o capital próprio proposto	-	-	-	-	-	6.893	(8.109)	(1.216) (1)
Aprovação da proposta de dividendo e juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	(2.186)	-	(2.186)
<b>Saldo em 31 de Dezembro de 2017</b>	<b>170.396</b>	<b>6.148</b>	<b>89.190</b>	<b>24.707</b>	<b>71.558</b>	<b>6.893</b>	<b>5.391</b>	<b>374.283</b>

(1) Montante referente ao pagamento de imposto de renda sobre os juros sobre capital próprio.  
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

**Companhia Jaguarí de Energia**  
**CNPJ nº 53.859.112/0001-69**  
**Demonstração dos Fluxos de Caixa para os Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>10.892</b>	<b>5.226</b>
<b>Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa</b>		
Amortização	1.565	852
Depreciação	10.159	4.536
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	2.300	3.621
Imposto de renda e Contribuição social	3.003	3.452
Juros e variações monetárias	11.368	7.009
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	3.098	330
Provisões para litígios	3.849	917
Outros	(44)	-
	<b>46.189</b>	<b>25.944</b>
<b>Redução (aumento) de ativos</b>		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.398	(5.224)
Depósitos vinculados a litígios	(109)	126
Tributos compensáveis	129	460
Repasse do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(2.881)	326
Ativos financeiros setoriais	(15.364)	16.713
Outros ativos operacionais	(275)	1.135
<b>Aumento (redução) de passivos</b>		
Encargos setoriais	5.718	(4.832)
Fornecedores	(26.302)	(6.777)
Passivos financeiros setoriais	7.234	6.265
Salários e encargos sociais	(1.695)	133
Tributos e contribuição social	637	948
Provisões para litígios pagos	(2.281)	(490)
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	1.501	(117)
Outros passivos operacionais	4.638	(1.202)
<b>Caixa gerado (consumido) pelas atividades de investimento</b>	<b>18.537</b>	<b>33.408</b>
Encargos de dívidas pagos	(3.632)	(1.186)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(8.883)	(11.476)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento</b>	<b>6.022</b>	<b>20.746</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades de investimento</b>		
Adições do imobilizado e intangível	(48.724)	(11.161)
Participação financeira do consumidor	3.392	840
Aumento de caixa decorrente de agrupamento das distribuidoras	26.440	-
<b>Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento</b>	<b>(18.892)</b>	<b>(10.321)</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamento</b>		
Empréstimos e financiamentos obtidos	483	16.484
Empréstimos e financiamentos pagos	(17.872)	(54.876)
Liquidação de operações com derivativos	(1.692)	13.524
Juros sobre o capital próprio e dividendos pagos	-	(1.291)
Operações de mútuo com controladas e coligadas	38.380	(69)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento</b>	<b>19.299</b>	<b>(26.228)</b>
<b>Variação líquida do caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>6.429</b>	<b>(15.803)</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>		
<b>No início do exercício</b>	<b>11.544</b>	<b>27.348</b>
<b>No fim do exercício</b>	<b>17.974</b>	<b>11.544</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

# Relatório da Administração Regulatório

Senhores Acionistas,

Apresentamos a seguir, relatório das principais atividades no exercício de 2017, em conjunto com as Demonstrações Contábeis Regulatórias elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira e com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, os quais consideramos importantes para divulgar o desempenho da CPFL Santa Cruz (nova "CPFL Santa Cruz" ou "Companhia") para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

**Considerações Iniciais** – No exercício de 2017, ocorreu a incorporação das distribuidoras Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz"), Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista"), Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista") e Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa") ("Incorporadas"), pela Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Jaguari", cujo nome fantasia foi alterado para "CPFL Santa Cruz", ou "Incorporadora"). Em 21 de novembro de 2017, por meio da Resolução Autorizativa nº 6.723/2017, foi anuído pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, o agrupamento das concessões das 5 empresas, que se realizou mediante incorporação do acervo patrimonial, apurado em 31 de outubro de 2017, das Incorporadas pela Incorporadora em 31 de dezembro de 2017.

Como resultado do agrupamento, a nova CPFL Santa Cruz passou a ser responsável pelo fornecimento de energia elétrica de 45 municípios, sendo 39 localizados no Estado de São Paulo, três em Minas Gerais e três no Paraná, atendendo às demandas de 447 mil clientes.

Em 2017, a CPFL Jaguari cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de seus clientes. As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 15,7% em relação ao exercício de 2016. Destaca-se a classe comercial, que registrou um aumento de 5,5% ante 2016. Se considerarmos as cinco distribuidoras agrupadas, ou seja, a nova CPFL Santa Cruz, as vendas de energia para o mercado cativo teriam registrado uma redução de 4,4%, na comparação de 2017 com 2016.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações mais relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes.

**Perfil** – Como resultado do agrupamento das concessões, a nova CPFL Santa Cruz passou a ser responsável pelo fornecimento de energia elétrica de 45 municípios, sendo 39 localizados no Estado de São Paulo, três em Minas Gerais e três no Paraná, atendendo às demandas de 447 mil consumidores cativos e 101 consumidores livres. Em 2017, a Concessionária distribuiu 672 GWh ao mercado cativo e 247 GWh ao mercado livre.

**Ligação de consumidores** – Considerando o agrupamento, no ano de 2017 foram faturadas 1.380 unidades consumidoras. Estas novas unidades consumidoras foram principalmente na classe residencial.

Número de Consumidores					
Consumidores	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial	32.387	33.866	34.674	35.958	388.349
Comercial	3.023	3.042	2.997	3.052	25.608
Industrial	663	637	635	641	3.517
Rural	441	440	441	437	24.308
Poderes Públicos	324	326	327	318	3.893
Iluminação Pública	21	23	23	23	500
Serviço Público	78	82	85	90	642
<b>Total</b>	<b>36.937</b>	<b>38.416</b>	<b>39.182</b>	<b>40.519</b>	<b>446.817</b>
<b>Variação</b>	<b>6,2%</b>	<b>4,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>3,4%</b>	<b>1002,7%</b>

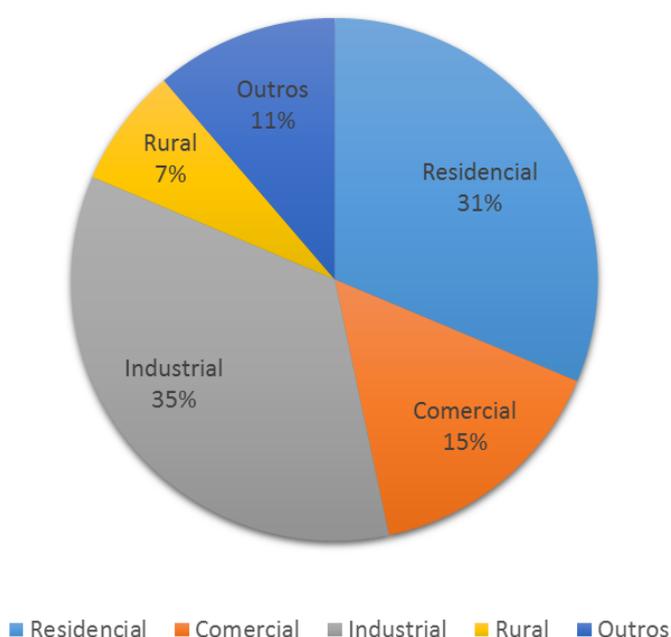
**Comportamento do mercado** – A distribuição de energia da nova CPFL Santa Cruz, no período de janeiro a dezembro de 2017, totalizou 918 GWh, sendo 672 GWh no mercado cativo e 247 GWh no mercado livre.

Na área de concessão todas as classes de consumo apresentaram desempenho positivo. A classe industrial reflete a recuperação de alguns setores de atividade como fabricação de produtos de borracha e plástico, com crescimento de 8,4% e Fabricação de produtos alimentícios, crescimento de 1,8%.

A seguir são apresentados resultados sobre o consumo em 2017:

Mercado Atendido					
Mercado Atendido - GWh	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Energia Faturada</b>	<b>477</b>	<b>502</b>	<b>491</b>	<b>450</b>	<b>692</b>
Fornecimento	477	502	491	450	672
Residencial	84	89	88	89	211
Comercial	49	51	51	52	103
Industrial	306	323	315	271	233
Rural	7	6	6	6	49
Poderes Públicos	5	5	5	5	15
Iluminação Pública	13	13	13	13	30
Serviço Público	14	14	14	14	30
Suprimento p/ agentes de distribuiçã	0	0	0	0	20
<b>Uso da Rede de Distribuição</b>	<b>100</b>	<b>71</b>	<b>75</b>	<b>111</b>	<b>247</b>
Consumidores Livres/Dist./Ger.	100	71	75	111	247
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>577</b>	<b>572</b>	<b>566</b>	<b>561</b>	<b>938</b>
<b>Variação</b>		<b>-0,9%</b>	<b>-1,1%</b>	<b>-0,9%</b>	<b>67,3%</b>

Consumo por classe de consumidores - 2017

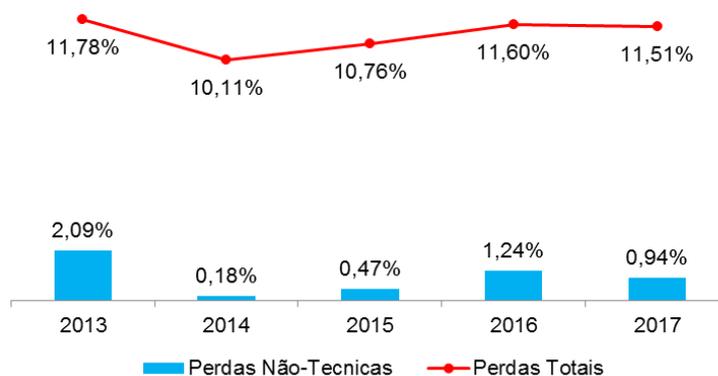


**Perdas** – Segue abaixo a análise dos indicadores de Perdas em cada uma das Distribuidoras agrupadas:

**CPFL Santa Cruz:**

A CPFL Santa Cruz tem investido na fiscalização e na qualificação de equipes especializadas no combate as fraudes. Continuamente são efetuadas ações com o objetivo de manter o nível de perdas dentro dos padrões regulatórios, que entre os anos de 2016 e 2017 foram respectivamente 11,60% e 11,51%, considerando perdas na rede básica. Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2017 recuperou 17,6 GWh, por intermédio de 3.847 inspeções.

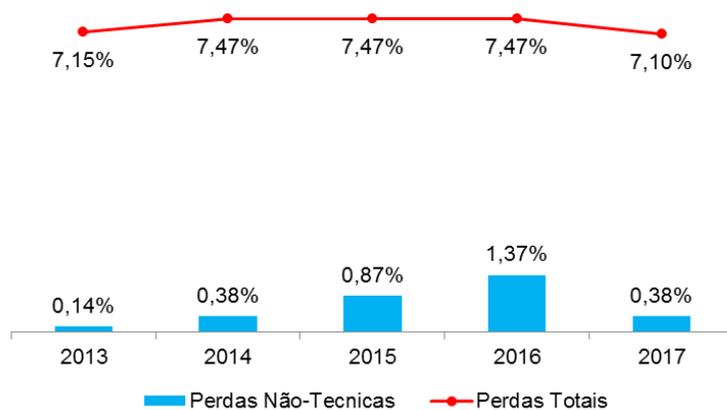
CPFL SANTA CRUZ					
Balanco Energético					
Energia Requerida	2013	2014	2015	2016	2017
Venda de Energia	1.031	1.099	1.045	1.035	997
Fornecimento	1.029	1.097	1.042	1.032	993
Suprimento p/ agentes de distribuição	3	3	3	3	4
Consumidores Livres/Dist./Ger.	44	45	46	68	135
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
<b>Mercado Atendido</b>	<b>1.075</b>	<b>1.145</b>	<b>1.091</b>	<b>1.103</b>	<b>1.132</b>
Perdas na Rede Básica	29	30	26	22	28
Perdas na Distribuição	114	99	106	122	119
Perdas Técnicas	89	97	100	107	107
Perdas não Técnicas - PNT	26	2	6	16	12
PNT / Energia Requerida %	2,09%	0,18%	0,47%	1,24%	0,94%
<b>Perdas Totais - PT</b>	<b>144</b>	<b>129</b>	<b>132</b>	<b>145</b>	<b>147</b>
<b>PT / Energia Requerida %</b>	<b>11,78%</b>	<b>10,11%</b>	<b>10,76%</b>	<b>11,60%</b>	<b>11,51%</b>
<b>Total</b>	<b>1.218</b>	<b>1.273</b>	<b>1.222</b>	<b>1.247</b>	<b>1.279</b>



## CPFL Jaguarí:

A CPFL Jaguarí tem investido na fiscalização e na qualificação de equipes especializadas no combate às fraudes. Continuamente são efetuadas ações com o objetivo de manter o nível de perdas dentro dos padrões regulatórios, que entre os anos de 2016 e 2017 foram respectivamente 7,47% e 7,10%, considerando perdas na rede básica. Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2017 recuperou 11 GWh, por intermédio de 650 inspeções.

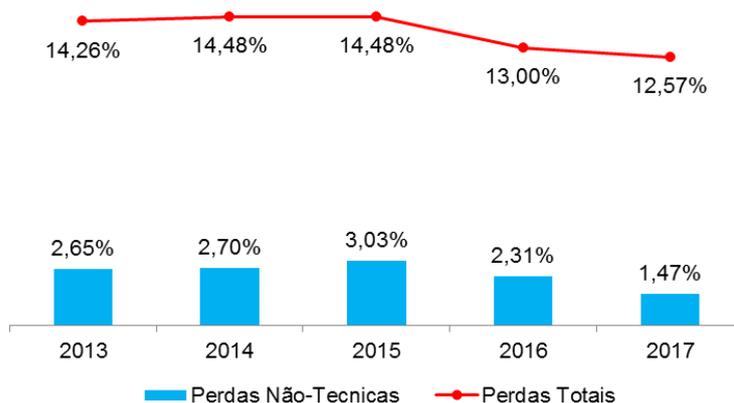
CPFL JAGUARI					
Balança Energético					
Energia Requerida	2013	2014	2015	2016	2017
Venda de Energia	478	502	492	451	380
Fornecimento	478	502	492	451	380
Suprimento p/ agentes de distribuição	-	-	-	-	-
Consumidores Livres/Dist./Ger.	97	72	76	112	190
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
<b>Mercado Atendido</b>	<b>575</b>	<b>574</b>	<b>567</b>	<b>562</b>	<b>570</b>
Perdas na Rede Básica	22	22	20	17	20
Perdas na Distribuição	23	24	26	28	24
Perdas Técnicas	22	22	21	20	21
Perdas não Técnicas - PNT	1	2	5	8	2
PNT / Energia Requerida %	0,14%	0,38%	0,87%	1,37%	0,38%
<b>Perdas Totais - PT</b>	<b>44</b>	<b>46</b>	<b>46</b>	<b>45</b>	<b>44</b>
<b>PT / Energia Requerida %</b>	<b>7,15%</b>	<b>7,47%</b>	<b>7,47%</b>	<b>7,47%</b>	<b>7,10%</b>
<b>Total</b>	<b>620</b>	<b>620</b>	<b>613</b>	<b>608</b>	<b>614</b>



## **CPFL Leste Paulista:**

A CPFL Leste Paulista tem investido na fiscalização e na qualificação de equipes especializadas no combate as fraudes. Continuamente são efetuadas ações com o objetivo de manter o nível de perdas dentro dos padrões regulatórios, que entre os anos de 2016 e 2017 foram respectivamente 13,0% e 12,57%, considerando perdas na rede básica. Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2017 recuperou 5,4 GWh, por intermédio de 435 inspeções.

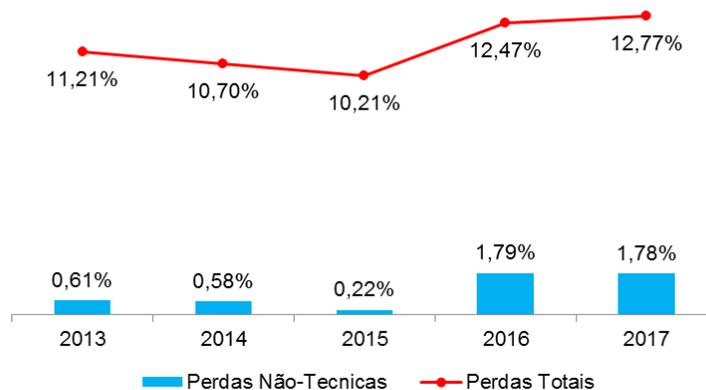
<b>CPFL LESTE PAULISTA</b>					
<b>Balanco Energético</b>					
<b>Energia Requerida</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
Venda de Energia	273	296	285	287	298
Fornecimento	273	296	285	287	298
Suprimento p/ agentes de distribuição	-	-	-	-	-
Consumidores Livres/Dist./Ger.	55	48	49	56	61
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
<b>Mercado Atendido</b>	<b>328</b>	<b>343</b>	<b>334</b>	<b>343</b>	<b>359</b>
Perdas na Rede Básica	12	14	12	9	13
Perdas na Distribuição	43	44	45	42	39
Perdas Técnicas	32	33	33	33	33
Perdas não Técnicas - PNT	10	11	12	9	6
PNT / Energia Requerida %	2,65%	2,70%	3,03%	2,31%	1,47%
<b>Perdas Totais - PT</b>	<b>55</b>	<b>58</b>	<b>57</b>	<b>51</b>	<b>52</b>
<b>PT / Energia Requerida %</b>	<b>14,26%</b>	<b>14,48%</b>	<b>14,48%</b>	<b>13,00%</b>	<b>12,57%</b>
<b>Total</b>	<b>383</b>	<b>401</b>	<b>390</b>	<b>395</b>	<b>411</b>



## **CPFL Sul Paulista:**

A CPFL Sul Paulista tem investido na fiscalização e na qualificação de equipes especializadas no combate às fraudes. Continuamente são efetuadas ações com o objetivo de manter o nível de perdas dentro dos padrões regulatórios, que entre os anos de 2016 e 2017 foram respectivamente 12,47% e 12,77%, considerando perdas na rede básica. Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2017 recuperou 4,2 GWh, por intermédio de 1.757 inspeções.

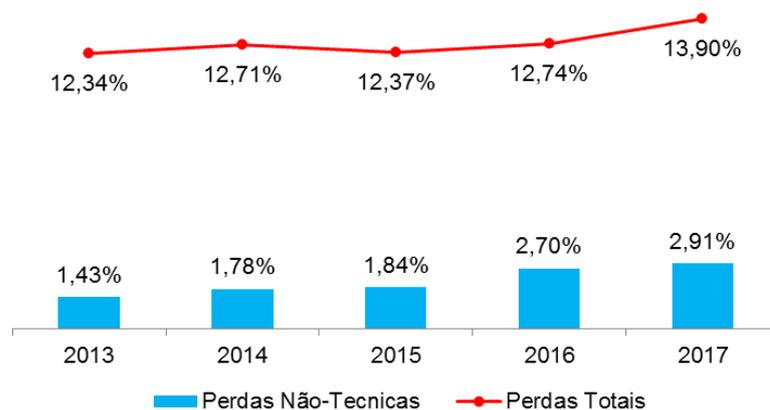
CPFL SUL PAULISTA					
Balanco Energético					
Energia Requerida	2013	2014	2015	2016	2017
Venda de Energia	366	382	392	390	387
Fornecimento	366	382	392	390	387
Suprimento p/ agentes de distribuição	-	-	-	-	-
Consumidores Livres/Dist./Ger.	162	220	192	85	97
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
<b>Mercado Atendido</b>	<b>527</b>	<b>602</b>	<b>585</b>	<b>476</b>	<b>485</b>
Perdas na Rede Básica	19	21	18	14	18
Perdas na Distribuição	47	51	48	53	53
Perdas Técnicas	44	47	47	44	43
Perdas não Técnicas - PNT	4	4	1	10	10
PNT / Energia Requerida %	0,61%	0,58%	0,22%	1,79%	1,78%
<b>Perdas Totais - PT</b>	<b>67</b>	<b>72</b>	<b>66</b>	<b>68</b>	<b>71</b>
<b>PT / Energia Requerida %</b>	<b>11,21%</b>	<b>10,70%</b>	<b>10,21%</b>	<b>12,47%</b>	<b>12,77%</b>



## CPFL Mococa:

A CPFL Mococa tem investido na fiscalização e na qualificação de equipes especializadas no combate às fraudes. Continuamente são efetuadas ações com o objetivo de manter o nível de perdas dentro dos padrões regulatórios, que entre os anos de 2016 e 2017 foram respectivamente 12,74% e 13,90%, considerando perdas na rede básica. Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2017 recuperou 2,0 GWh, por intermédio de 948 inspeções.

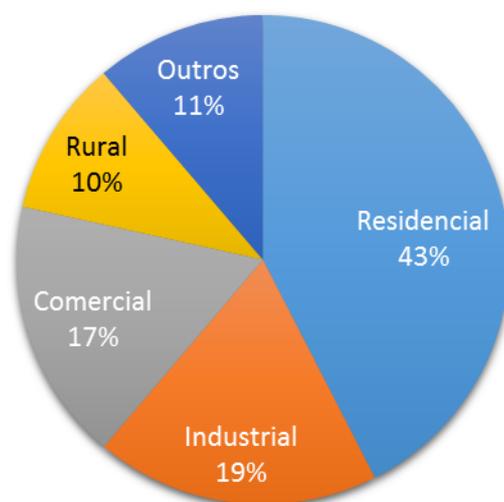
CPFL MOCOCA					
Balço Energético					
Energia Requerida	2013	2014	2015	2016	2017
Venda de Energia	201	211	204	204	202
Fornecimento	201	211	204	204	202
Suprimento p/ agentes de distribuição	-	-	-	-	-
Consumidores Livres/Dist./Ger.	27	27	27	28	38
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
<b>Mercado Atendido</b>	<b>228</b>	<b>238</b>	<b>231</b>	<b>232</b>	<b>239</b>
Perdas na Rede Básica	9	10	8	7	9
Perdas na Distribuição	23	25	24	27	29
Perdas Técnicas	19	20	20	19	21
Perdas não Técnicas - PNT	4	5	5	7	8
PNT / Energia Requerida %	1,43%	1,78%	1,84%	2,70%	2,91%
<b>Perdas Totais - PT</b>	<b>32</b>	<b>35</b>	<b>33</b>	<b>34</b>	<b>39</b>
<b>PT / Energia Requerida %</b>	<b>12,34%</b>	<b>12,71%</b>	<b>12,37%</b>	<b>12,74%</b>	<b>13,90%</b>



**Receita** – Considerando o agrupamento das concessões, a receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, PIS e COFINS, totalizou em R\$ 874.883 mil, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida (R\$ mil)		
Classe	2017	2016
Residencial	371.765	38.484
Industrial	163.263	96.604
Comercial	151.681	21.085
Rural	90.217	1.735
Outros	97.957	9.716
<b>Total</b>	<b>874.883</b>	<b>167.625</b>

### Receita líquida por classe de consumidores - 2017



Importante ressaltar que a variação observada na Receita aqui apresentada, contempla não somente os reajustes tarifários observados, mas também o adicional de bandeira tarifária, cuja aplicação começou em 2015.

**Número de consumidores** – Devido ao agrupamento das concessões, o número de consumidores em 2017 somou 447 mil, conforme tabela abaixo:

Número de Consumidores			
Classe	2017	2016	%
Residencial	388.349	35.958	980%
Comercial	25.608	3.052	739%
Industrial	3.517	641	449%
Rural	24.308	437	5462%
Outros	5.035	431	1068%
<b>Total</b>	<b>446.817</b>	<b>40.519</b>	<b>1003%</b>

**Tarifas** – Seguem abaixo as tarifas médias de fornecimento de energia elétrica das Distribuidoras agrupadas. Com exceção da CPFL Santa Cruz, que apresentou uma diminuição da tarifa na comparação de 2017 com 2016, as outras distribuidoras apresentaram aumentos, comparando as tarifas médias de 2017 e 2016. Tal variação decorre do efeito de Revisão Tarifária Periódica (RTP), homologada por meio da Resoluções Homologatórias nº 2.211, nº 2.210, nº 2.213, nº 2.209 e nº 2.212, de 22 de março de 2017, vigente de 22 de março de 2017 a 21 de março de 2018.

Classe	Tarifa Média de Fornecimento em R\$/MWh				
	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Sul Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Mococa
Residencial	485,44	467,40	479,81	436,49	474,34
Industrial	415,76	391,55	344,53	350,95	422,17
Comercial	476,39	444,69	447,81	405,67	468,94
Rural	331,56	316,37	340,54	316,48	330,21
Outros	352,42	330,97	328,24	301,87	341,65

Para o cálculo das tarifas médias de fornecimento por classe foi considerado a Receita do Consumo e Demanda Ativa líquida de tributos (ICMS, PIS e COFINS) e o mercado apurado para cada classe de consumo, conforme quadro mostrado no item "Comportamento de Mercado".

Distribuidora	Tarifa por faixa de consumo > Tarifas brutas - R\$		
	Até 90 kWh	De 90 a 200 kWh	Acima de 200 kWh
CPFL Santa Cruz	523,04	598,64	709,78
CPFL Leste Paulista	519,29	594,76	705,89
CPFL Sul Paulista	531,05	608,22	721,86
CPFL Jaguari	473,07	541,75	642,85
CPFL Mococa	527,65	604,67	718,25

Para as tarifas por faixa de consumo das Distribuidoras agrupadas, foram consideradas as tarifas para a classe residencial de até 90 kWh, de 90 a 200 kWh e acima de 200 kWh, sendo a sua composição formada pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE), com tributos (ICMS, PIS e COFINS).

**Qualidade do fornecimento** – Os dois principais indicadores da qualidade do fornecimento de energia elétrica são o DEC (duração equivalente de interrupções por consumidor) e o FEC (frequência equivalente de interrupções por consumidor). A evolução desses indicadores é apresentada no quadro a seguir, detalhando os resultados das distribuidoras agrupadas:

Distribuidora	Indicadores* DEC e FEC									
	DEC (horas)					FEC (n° vezes)				
	2017	2016	2015	2014	2013	2017	2016	2015	2014	2013
CPFL Santa Cruz	4,82	5,65	8,46	6,74	6,97	3,69	4,09	6,34	5,29	6,82
CPFL Jaguari	6,31	7,10	6,93	5,41	5,92	5,64	6,13	4,61	4,32	5,43
CPFL Mococa	5,92	10,56	7,04	6,88	4,86	6,04	6,63	5,92	7,31	4,93
CPFL Leste Paulista	7,91	8,01	7,92	8,48	7,58	6,19	5,73	5,67	6,30	6,33
CPFL Sul Paulista	8,20	15,20	11,51	9,69	9,08	6,77	11,76	9,47	7,03	6,71

**Atendimento ao consumidor** – A CPFL Energia, em seu compromisso de excelência no atendimento ao consumidor, possui uma ampla estrutura de atendimento presencial voltada para o cliente de baixa tensão, que são as Agências de Atendimento. Essa estrutura está presente em toda a área de concessão do Grupo CPFL, e dimensionada para cumprir com qualidade e eficiência e presteza, as diretrizes regulatórias vigentes.

As Agências além de possibilitarem aos consumidores o atendimento às suas necessidades relativas aos serviços de distribuição de energia elétrica, são responsáveis por processos de negociação de débitos de contas regulares e de irregularidade, ressarcimento de danos, bem como pelo relacionamento com os Procons, imobiliárias e outros parceiros que também prestam serviços aos clientes.

Como resultado dessa intensa interação com o consumidor e com presença em todos os municípios da área de concessão, no ano de 2016 houve negociação de débitos de irregularidades de anos anteriores em torno de R\$ 4 mil.

Na CPFL Santa Cruz essa estrutura é composta por 24 agências de atendimento, 241 imobiliárias e 38 credenciados rede fácil, responsáveis por 260.694 mil atendimentos em 2017.

Além das Agências de Atendimento presencial e credenciados, as distribuidoras do Grupo CPFL estão sempre inovando na forma de se relacionar com os consumidores, incentivando a utilização de novas formas de atendimento:

- *Call Center*: com capacidade de atendimento de 50 mil chamadas/dia que, aliado a outros canais de atendimento, absorve 4 milhões/mês de interação com os clientes, sem que com isto ocorra congestionamentos nos canais de atendimento;
- *Site* CPFL;
- Aplicativo CPFL & Você;
- SMS;
- Portal CPFL Empresas;
- *E-mail*;
- Canais exclusivos para Imobiliárias, Condomínios, Agentes Públicos e Hospitais;
- Mídias Sociais (Facebook, Twitter, Colab, Reclame Aqui e Consumidor.gov).

**Tecnologia da informação** – O desenvolvimento das diversas áreas de negócios de uma Outorgada de energia depende substancialmente de soluções adequadas de Tecnologia da Informação, a qual permeia e dá suporte a praticamente tudo o que a Outorgada faz, mediante sistemas de informação (*software*), redes de computadores (comunicação lógica) e atendimento ao consumidor (processamento, suporte e infraestrutura).

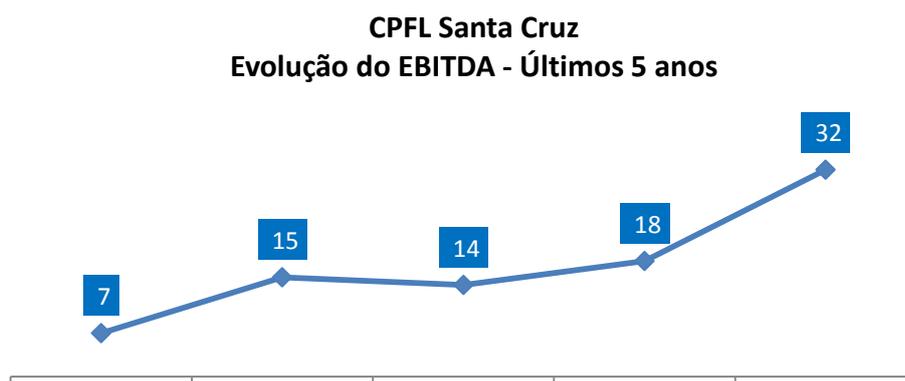
Em 2017, os principais projetos e sistemas desenvolvidos na área de Tecnologia da Informação foram: **(i)** Transformação do Atendimento (Web/App/URA) **(ii)** Perdas e Inadimplência (*Predictive Analysis*) **(iii)** CWSi – Mobilidade para Serviços de Campo (Emergência/Comercial) **(iv)** Novo SISGERE (Sistema de Gestão Regulatória) **(v)** Tarifa Branca **(vi)** *Rollout* DMS (sistema OMS) **(vii)** Unificação das Concessões (5Ds) **(viii)** PLT – Pedido de Liberação de Desligamento da Transmissão **(ix)** Portal de Credenciados **(x)** Ariba.

**Desempenho econômico-financeiro** – Ressaltamos que os dados econômico-financeiros aqui publicados refletem as Demonstrações Contábeis Regulatórias e diferem dos resultados anteriormente publicados em IFRS.

Em 2017, a CPFL Santa Cruz alcançou receita líquida de R\$ 258.324 mil e um lucro líquido de R\$10.892 mil.

<i>Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA</i>		
<b>Em R\$ mil</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>10.892</b>	<b>5.226</b>
Depreciação e Amortização	11.724	5.389
Resultado Financeiro	6.666	3.984
Impostos sobre o Lucro	3.003	3.452
<b>EBITDA</b>	<b>32.285</b>	<b>18.051</b>

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 32.285 mil em 2017, se considerarmos o agrupamento das concessões. Segue abaixo o gráfico da evolução do EBITDA:



**Investimentos** - Em 2017, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na CPFL Santa Cruz, totalizaram R\$ 45.477 mil. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 622.992 mil (vide quadro Evolução e Projeção de Investimentos).

## Evolução e Projeção dos Investimentos

Distribuição - Máquinas e Equipamentos - R\$ Mil	R\$ Mil Nominais			R\$ Mil em moeda constante de 31/dez/2017				
	2015	2016	2017	2018(p)	2019(p)	2020(p)	2021(p)	2022(p)
<b>AIS Bruto</b>	<b>12.439</b>	<b>7.119</b>	<b>45.477</b>	<b>142.440</b>	<b>105.298</b>	<b>131.688</b>	<b>126.044</b>	<b>117.522</b>
Transformador de Distribuição	886	1.129	5.309	21.366	15.795	19.753	18.907	17.628
Medidor	225	399	3.349	7.122	5.265	6.584	6.302	5.876
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	911	1.511	9.353	29.912	22.113	27.654	26.469	24.680
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	1.821	3.023	18.706	17.683	43.800	37.175	29.031	34.750
Redes Alta Tensão (69 kV)	-	-	25	11.450	1.097	6.564	1.313	1.224
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	36	238	794	6.409	2.531	6.415	7.068	9.232
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	-	-	228	2.190	1.619	2.025	1.938	9.535
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	6.027	750	1.643	36.337	5.708	16.298	26.193	6.371
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-
Demais Máquinas e Equipamentos	2.534	70	6.070	9.971	7.371	9.218	8.823	8.227
<b>Obrigações Especiais do AIS Bruto</b>	<b>(5.744)</b>	<b>(1.263)</b>	<b>(718)</b>	-	-	-	-	-
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(1.743)	(1.263)	(718)	-	-	-	-	-
Outros	(4.000)	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita	(4.000)	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Ultrapassagem de demanda	(1.389)	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Excedente de reativos	(2.611)	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.

### Comparativo dos Investimentos em Máquinas e Equipamentos da Distribuição

R\$ Mil	2017R	2018P	2019P	2020P	2021P	2022P
<b>Plano de Investimentos 2017</b>	45.477	142.440	105.298	131.688	126.044	117.522

R\$ Mil	2017P	2018P	2019P	2020P	2021P
<b>Plano de Investimentos 2016</b>	7.204	10.230	9.692	4.917	4.902

Em relação às diferenças entre os Planos de Investimento de 2017 e de 2016 da CPFL Santa Cruz, é importante ressaltar primeiro que o plano de investimentos de 2016 não considera o agrupamento das concessões e que as obras previstas no PDD (Plano de Desenvolvimento da Distribuição) são orientativas e, devido às variações de mercado ou de outros eventos, podem sofrer deslocamento no tempo e/ou alterações em seus escopos.

Adicionalmente, as justificativas dos desvios referentes ao ano de 2017 podem ser obtidas em detalhes através das críticas de obras do banco de dados do PDD disponível na ANEEL.

É importante ressaltar que os valores aqui apresentados diferem do *guidance* anteriormente publicado junto à CVM (Comissão de Valores Mobiliários), já que neste comparativo, é incluído apenas o PDD (Plano de Desenvolvimento da Distribuição), que é somente voltado para ativos elétricos da Distribuição, enquanto os números divulgados junto à CVM incluem também investimentos em ativos não elétricos.

**Captações de recursos** – Para viabilizar a compra de máquinas e equipamentos do ano de 2017, a CPFL Santa Cruz utilizou recursos de financiamentos via BNDES (R\$ 6,56 milhões).

**Valor adicionado** – Em 2017, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela CPFL Santa Cruz foi de R\$ 204.784 mil, representando 47% da Receita operacional bruta, com a seguinte distribuição:

	R\$ mil	%
<b>Pessoal e Encargos</b>	<b>13.918</b>	<b>6,8%</b>
Remuneração direta	8.420	4,1%
Benefícios	4.858	2,4%
F.G.T.S.	640	0,3%
<b>Impostos, taxas e contribuições</b>	<b>165.150</b>	<b>80,6%</b>
Federais	93.972	45,9%
Estaduais	71.118	34,7%
Municipais	60	0,0%
<b>Remuneração de capital de terceiros</b>	<b>13.997</b>	<b>6,8%</b>
Juros	13.736	6,7%
Aluguéis	261	0,1%
<b>Remuneração de capital próprio</b>	<b>11.720</b>	<b>5,7%</b>
Dividendo (incluindo adicional proposto)	8.109	4,0%
Lucros (prejuízos) retidos	3.610	1,8%
<b>Total</b>	<b>204.784</b>	<b>100,0%</b>

Importante ressaltar que a distribuição apresentada na tabela acima, segue o que foi reportado nas Demonstrações Financeiras Societárias e que a Receita Operacional Bruta utilizada para calcular a representatividade do Valor Adicionado é a reportada nas Demonstrações Contábeis Regulatórias, que em 2016 foi de R\$ 230.033 mil.

**Política de reinvestimento e distribuição de dividendos** – O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de, no mínimo, 25% do lucro líquido, ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.

Em 21 de novembro de 2017 a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 6.723/2017, autorizou o agrupamento das seguintes distribuidoras de energia elétrica, Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa, nos termos da Resolução Normativa nº 716/2016 de 03 de maio de 2016. Passando a partir de 01 de janeiro de 2018 a operar somente sob uma distribuidora, a incorporadora, Companhia Jaguari de Energia, com nome fantasia de CPFL Santa Cruz.

Em 27 de novembro de 2017, com base em Laudo de Avaliação Contábil na data base de 31 de outubro de 2017, a Diretoria Executiva ratificou a incorporação das distribuidoras Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa na empresa Companhia Jaguari de Energia.

Em 31 de dezembro de 2017, através das Assembleias Gerais Extraordinárias ("AGE") realizadas nas empresas agrupadas foi ratificada a decisão da Diretoria Executiva de 27 de novembro de 2017.

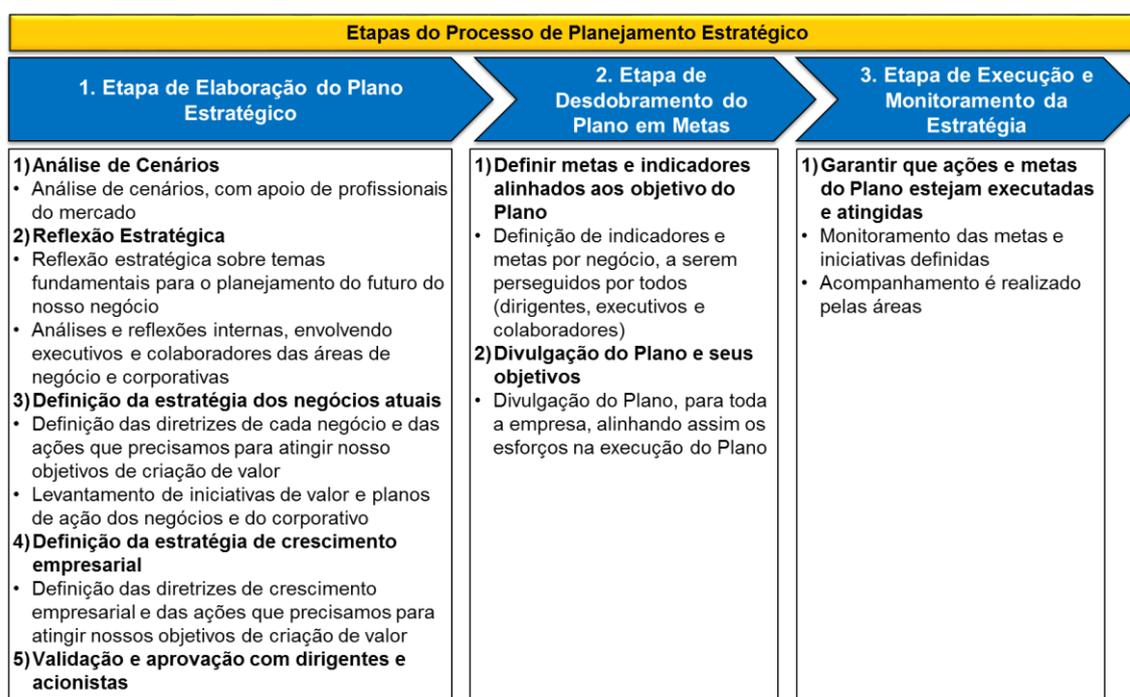
Através da Assembleia Geral Extraordinária ("AGE") de 31 de dezembro de 2017, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia, no valor total de R\$ 149.764 mil, em decorrência da incorporação, com emissões de ações, passando a totalidade do capital social de R\$ 20.632 mil, para R\$ 170.396 mil, dividido em 359.058.396 ações ordinárias nominais sem valor nominal, totalmente integralizadas e de titularidade da acionista CPFL Energia S.A., que detém a totalidade das ações.

Para o exercício de 2017, a Administração da Companhia está propondo a distribuição do saldo do lucro líquido acumulado, através de declaração de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 8.109 mil (R\$ 6.893 mil líquido de IRRF) sendo atribuído para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 22,5846149 (R\$ 19,196922680 líquido de IRRF) referentes aos resultados acumulados até o segundo semestre de 2017, imputado ao dividendo mínimo obrigatório do exercício.

Para maiores detalhes sobre destinação do lucro líquido da CPFL Santa Cruz, ver o relatório das Demonstrações Financeiras de 2017 em [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri).

**Composição acionária** – A CPFL Santa Cruz é uma empresa de capital aberto, cujo controle é 100% detido pela CPFL Energia. Em 31 de dezembro de 2017, o capital social da CPFL Santa Cruz era de R\$ 170.396 mil, composto por 359.058.396 ações ordinárias nominais sem valor nominal.

**Planejamento empresarial** – O Planejamento Empresarial é realizado desde 2002 pela Diretoria de Estratégia e Inovação, que coordena a formulação das estratégias para o grupo CPFL Energia, a aprovação do Conselho de Administração e o desdobramento nas Vice-Presidências (VPs), incluindo a Vice-Presidência de Operações Reguladas (VPR), que contempla o Negócio Distribuição. O desdobramento possibilita a visão de desempenho dos processos sob a responsabilidade de cada uma das VPs e Negócios. O processo de Planejamento Estratégico engloba três etapas (figura abaixo).



A “Elaboração do Plano Estratégico” ocorre em paralelo ao processo de planejamento orçamentário plurianual, coordenado pela Vice-Presidência Financeira e de Relações com Investidores e submetido ao Conselho de Administração.

A análise do macroambiente e suas tendências é realizada por meio da análise de cenários, durante a elaboração do plano estratégico, com seminários, palestras e fóruns de discussões, para mapear direcionadores do macroambiente, tendências do setor elétrico, do mercado e dos acionistas.

O desdobramento das estratégias e metas para o negócio inicia-se após a aprovação do Plano Estratégico, quando são divulgados os resultados do ano anterior, bem como o planejamento, metas e planos de ação para o próximo ano, alinhados ao orçamento aprovado, com compromissos de cumprimento e acompanhamento dos planos.

Em seguida, cada diretoria desdobra e envolve suas respectivas equipes nos planos de ação para alcançar os resultados propostos, acompanhados nas Reuniões mensais de acompanhamento dos negócios.



A disseminação das principais diretrizes da estratégia para todos os colaboradores é realizada de diversas formas permeando todas as áreas da companhia e motivando o colaborador a engajar-se. O profissional é instigado a criar valor e descobrir como sua área pode ajudar no crescimento organizacional.

Estes são os canais formais de divulgação:

- Campanhas internas: direcionadores em *banners* e cartazes em diferentes locais;
- Apresentação de vídeo: com as principais diretrizes do plano estratégico da companhia;
- Apresentações formais nas áreas: reuniões com grupos de liderança para reforço do plano;
- Portal de Planejamento Estratégico (*intranet*): local onde é disponibilizado um resumo com o processo de planejamento estratégico e com os principais direcionadores estratégicos do grupo e dos negócios.

Completando a divulgação para todos os *stakeholders*, a CPFL Energia também faz divulgação externa das principais diretrizes do grupo. Na página de Relações com Investidores, há o resumo com as principais diretrizes estratégicas dos negócios do grupo.

Em adição à análise de cenários, a Diretoria de Estratégia e Inovação acompanha e monitora ao longo do ano eventuais mudanças de cenário que impactem o planejamento estratégico do grupo e dos negócios.

De 2016 para 2017 o número de clientes atendidos pelo grupo CPFL passa de 9,1 milhões para 9,4 milhões em 679 municípios. O *market share* do Grupo CPFL no segmento de distribuição é de 14%.

**Gestão pela qualidade total** – Em 2017, as atividades compreenderam: (i) a manutenção das certificações do Sistema de Gestão Integrado, que compreende as normas NBR ISO 9001 e ISO/IEC 27001; (ii) upgrade para a versão 2015 da norma NBR ISO 9001; (iii) criação da plataforma “ColaborAtivo” para gerenciamento do programa de 5S da companhia.

**Recursos humanos** – Em 2017 a CPFL Santa Cruz investiu R\$ 395 mil em programas de formação em excelência operacional e desenvolvimento profissional de alta performance de seus colaboradores.

Nosso Compromisso é Formar e desenvolver pessoas. A Universidade Corporativa é responsável por viabilizar projetos de Educação Corporativa e Gestão do Conhecimento, buscando sempre manter o mesmo padrão, mas não deixando de atender necessidades específicas de cada negócio, sempre com base no plano estratégico, bem como cultura, valores e competências.

Acreditamos no modelo híbrido de desenvolvimento, baseado na metodologia 70:20:10. Desta forma os colaboradores possuem diversas ferramentas de desenvolvimento como atividades on the job, treinamentos formais, acompanhamentos, PDIs, palestras, entre outros.

Nossos treinamentos formais são realizados em diversas modalidades, podendo ser ministrados por educadores, instrutores ou instituições externas, conforme já mencionado.

No ano de 2017, atingimos 262 colaboradores (podendo um funcionário participar de mais de um treinamento), representando em 78,85 horas de treinamento por colaborador no ano. .

**Sustentabilidade** – A CPFL Santa Cruz mantém foco estratégico no desenvolvimento sustentável, por meio de iniciativas que buscam fortalecer a governança e a gestão integrada, considerando aspectos econômico-financeiros e socioambientais, evitar ou mitigar impactos negativos de suas operações e gerar valor compartilhado com seus públicos de relacionamento. Mais informações sobre

como atuamos, nossos resultados e desafios estão disponíveis no Relatório Anual da CPFL Energia em [www.cpfl.com.br/relatorioanual](http://www.cpfl.com.br/relatorioanual) e [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri).

### CPFL Santa Cruz em números

Atendimento	2017	2016	%
Número de consumidores	446.926	40.525	1002,8%
Número de empregados <sup>1</sup>	505	4	12525,0%
Número de consumidores por empregado	885	10.050	-91,2%
Número de localidades atendidas	45	2	2150,0%
Número de agências	25	2	1150,0%
Número de postos de atendimento	20	2	900,0%
Número de postos de arrecadação	-	-	-

1) Número de empregados: = número de atendentes agencia + 1 atendente por rede fácil.

Mercado	2017	2016	%
Área de concessão (Km <sup>2</sup> )	20.684	252	8107,9%
Demanda máxima (MWh/h)	486	96	406,3%
Mercado atendido (GWh)	2.767	561	393,4%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.014	2.499	-19,4%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	31,45	59,20	-46,9%

### Tarifa média de fornecimento:

#### **CPFL Santa Cruz:**

Classe	Tarifa Média de Fornecimento em R\$/MWh		
	2017	2016	%
Residencial	485,44	501,30	-3,2%
Industrial	415,76	430,81	-3,5%
Comercial	476,39	491,63	-3,1%
Rural	331,56	344,93	-3,9%
Outros	352,42	371,09	-5,0%

#### **CPFL Leste Paulista**

Classe	Tarifa Média de Fornecimento em R\$/MWh		
	2017	2016	%
Residencial	467,40	450,62	3,7%
Industrial	391,55	392,68	-0,3%
Comercial	444,69	432,77	2,8%
Rural	316,37	306,66	3,2%
Outros	330,97	328,67	0,7%

**CPFL Sul Paulista**

Classe	Tarifa Média de Fornecimento em R\$/MWh		
	2017	2016	%
Residencial	479,81	466,41	2,9%
Industrial	344,53	351,74	-2,0%
Comercial	447,81	439,80	1,8%
Rural	340,54	332,25	2,5%
Outros	328,24	325,06	1,0%

**CPFL Jaguari**

Classe	Tarifa Média de Fornecimento em R\$/MWh		
	2017	2016	%
Residencial	436,49	431,70	1,1%
Industrial	350,95	355,99	-1,4%
Comercial	405,67	405,50	0,0%
Rural	316,48	310,13	2,0%
Outros	301,87	303,75	-0,6%

**CPFL Mococa**

Classe	Tarifa Média de Fornecimento em R\$/MWh		
	2017	2016	%
Residencial	474,34	469,42	1,0%
Industrial	422,17	404,09	4,5%
Comercial	468,94	458,64	2,2%
Rural	330,21	317,69	3,9%
Outros	341,65	336,16	1,6%

Distribuidora	Indicadores* DEC e FEC					
	DEC (horas)			FEC (n° vezes)		
	2017	2016	%	2017	2016	%
CPFL Santa Cruz	4,82	5,65	-14,69%	3,69	4,09	-9,78%
CPFL Jaguari	6,31	7,10	-11,13%	5,64	6,13	-7,99%
CPFL Mococa	5,92	10,56	-43,94%	6,04	6,63	-8,90%
CPFL Leste Paulista	7,91	8,01	-1,25%	6,19	5,73	8,03%
CPFL Sul Paulista	8,20	15,20	-46,05%	6,77	11,76	-42,43%

\*Valores anualizados

Operacionais	2017	2016	%
Número de subestações	72	6	1100,0%
Linhas de transmissão (Km)	1.175	31	3691,0%
Linhas de distribuição (Km)	21.592	1.007	2044,3%

Financeiros	2017	2016	%
Receita operacional bruta (R\$ mil)	439.691	230.033	91,1%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	258.324	125.602	105,7%
Resultado da atividade (R\$ mil)	20.561	12.662	62,4%
Margem operacional do serviço líquida (%)	7,96%	10,08%	-21,1%
EBITDA OU LAJIDA	32.285	18.051	78,9%
Lucro líquido (R\$ mil)	10.892	5.226	108,4%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	374.283	33.653	1012,2%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	2,91%	15,53%	-81,3%
Endividamento (incluindo derivativos) (R\$ mil)	376.158	52.104	621,9%
Em moeda nacional (%)	82%	68%	19,9%
Em moeda estrangeira (%)	18%	32%	-43,0%

## Agradecimentos

Registramos nossos agradecimentos aos membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal pelo apoio prestado no debate e encaminhamento das questões de maior interesse da CPFL Santa Cruz. Nossos reconhecimentos à dedicação e empenho do quadro funcional, extensivamente a todos os demais que direta ou indiretamente.

Jaguariúna, 27 de abril de 2018.

A Administração

**Companhia Jaguari de Energia**  
**CNPJ nº 53.859.112/0001-69**  
**Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Regulatórias em**  
**31 de dezembro de 2017 e 2016**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

## **( 1 ) CONTEXTO OPERACIONAL**

A Companhia Jaguari de Energia (com nome fantasia “CPFL Santa Cruz” ou “Companhia”) é uma sociedade por ações de capital fechado, que tem por objeto social a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em qualquer de suas formas, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Adicionalmente, a Companhia está autorizada a participar de programas que visem outras formas de energia, de tecnologias e de serviços, inclusive exploração de atividades derivadas, direta ou indiretamente, da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora.

A sede social da Companhia está localizada à Rua Vigato, nº 1620, 1º andar, sala 03, na cidade de Jaguariúna, estado de São Paulo, CEP 13820-000.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos até 7 de julho de 2045.

A área de concessão da Companhia contempla 45 municípios, sendo 39 no interior do Estado de São Paulo, 3 no norte do Estado do Paraná e 3 no sul do Estado de Minas Gerais, atendendo a aproximadamente 447 mil consumidores, entre os principais municípios estão Itapetininga, Jaguariúna, Mococa, Ourinhos e São José do Rio Pardo.

### **Capital circulante líquido negativo**

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia apresentou nas demonstrações contábeis regulatórias o capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 243.441. A Companhia vem trabalhando nos planos de redução do capital circulante líquido negativo e em janeiro de 2018 captou debentures no montante de R\$ 190.000 (nota 33.2). Adicionalmente a Companhia tem histórico de lucros, bem como projeção de lucratividade e geração de caixa, o que suporta e viabiliza o plano de renegociação para redução nos custos da dívida da Companhia.

### **1.1 Setor Elétrico no Brasil**

O setor **de energia elétrica** no Brasil é regulado pelo Governo Federal, atuando por meio do Ministério de Minas e Energia (“MME”), o qual possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é implementada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”).

O fornecimento de energia elétrica a varejo pela Companhia é efetuado de acordo com o previsto nas cláusulas de seu contrato de concessão de longo prazo de venda de energia.

De acordo com o contrato de concessão de distribuição, a Companhia está autorizada a cobrar de seus consumidores uma taxa pelo fornecimento de energia consistindo em dois componentes: (1) uma parcela referente aos custos de geração, transmissão e distribuição de energia não gerenciáveis (“Custos da Parcela A”); e (2) uma parcela de custos operacionais (“Custos da Parcela B”). Ambas as parcelas são estabelecidas como parte da concessão original para determinados períodos iniciais. Subsequentemente aos períodos iniciais, e em intervalos regulares, a ANEEL tem a autoridade de rever os custos da Companhia, a fim de determinar o ajuste da inflação (ou outro fator de ajuste similar), caso existente, aos Custos da Parcela B (“Ajuste Escalar”) para o período subsequente. Esta revisão poderá resultar num ajuste escalar com valor positivo, nulo ou negativo.

Adicionalmente aos ajustes referentes aos Custos da Parcela A e Parcela B mencionados acima, as concessões para fornecimento de energia elétrica têm um ajuste tarifário anual, baseado em uma série de fatores, incluindo a inflação. Adicionalmente, como resultado das mudanças regulatórias ocorridas em dezembro de 2001, a Companhia pode agora requisitar reajustes tarifários resultantes de eventos significativos que abalem o equilíbrio econômico-financeiro dos seus negócios. Outros eventos normais ou recorrentes (como altas no custo da energia comprada, impostos sobre a receita ou ainda a inflação local) também têm permissão para serem absorvidos por meio de aumentos tarifários específicos. Quando a Companhia solicita um reajuste tarifário, se faz necessário comprovar o impacto financeiro resultante destes eventos nas operações.

Consumidores livres são aqueles cuja demanda exceda a 3 MW em tensão igual ou superior a 69kV ou em qualquer nível de tensão, desde que o fornecimento começou após julho de 1995. Uma vez que um consumidor

tenha optado pelo mercado livre, só poderá voltar ao sistema regulado se comunicar ao distribuidor de sua região com cinco anos de antecedência. Este período de aviso prévio procura assegurar que, se necessário, a distribuidora poderá comprar energia adicional para suprir a reentrada de Consumidores Livres no mercado regulado.

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito através de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica. Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais. Este é o chamado Livre Acesso, assegurado em Lei e garantido pela ANEEL.

A operação e administração da Rede Básica é atribuição do Operador Nacional do Sistema Elétrico – (“ONS”), pessoa jurídica de direito privado, autorizado do Poder Concedente, regulado e fiscalizado pela ANEEL, e integrado pelos titulares de geração, transmissão, distribuição e também pelos consumidores com conexão direta à rede básica. O ONS tem a responsabilidade de gerenciar o despacho de energia elétrica das usinas em condições otimizadas, envolvendo o uso dos reservatórios das hidrelétricas e o combustível das termelétricas do sistema interligado nacional.

O pagamento do uso da transmissão aplica-se também à geração da Itaipu Binacional. Entretanto, devido às características legais dessa usina, os encargos correspondentes são assumidos pelas concessionárias de distribuição detentoras das respectivas quotas-partes da potência da usina.

## **1.2 Agrupamento de concessões de distribuição de energia elétrica**

Em 21 de novembro de 2017 a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 6.723/2017, autorizou o agrupamento das seguintes distribuidoras de energia elétrica, Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa, nos termos da Resolução Normativa nº 716/2016 de 03 de maio de 2016. Passando a partir de 01 de janeiro de 2018 a operar somente sob uma distribuidora, a incorporadora, Companhia Jaguari de Energia, com nome fantasia de CPFL Santa Cruz.

Em 27 de novembro de 2017, com base em Laudo de Avaliação Contábil na data base de 31 de outubro de 2017, a Diretoria Executiva ratificou a incorporação das distribuidoras Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa na empresa Companhia Jaguari de Energia.

Em 31 de dezembro de 2017, através das Assembleias Gerais Extraordinárias (“AGE”) realizadas nas empresas agrupadas foi ratificada a decisão da Diretoria Executiva de 27 de novembro de 2017.

O Acervo das incorporadas foi avaliado com base em seu valor contábil societário, calculado com base nos balanços patrimoniais das incorporadas na data base de 31 de outubro de 2017, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Os Laudos de Avaliação dos acervos das incorporadas foram vertidos para a Companhia Jaguari de Energia, em conformidade com o disposto no art. 227 da Lei das S.A. e foram preparados pela empresa de avaliação independente KPMG Auditores Independentes. De acordo com o artigo 224, inciso III da Lei das S.A., foi definido pela administração no “protocolo de incorporação e instrumento de justificação”, que a variação patrimonial dos acervos ocorrida entre a data base da operação, 31 de outubro de 2017, e a data da efetivação da incorporação, 31 de dezembro de 2017, foi refletida na incorporadora diretamente em contas de resultado do período, afetando o patrimônio líquido.

O acervo societário das empresas incorporadas apurado na data base de 31 de outubro de 2017 está demonstrado abaixo:

<b>Acervo Líquido Contábil</b>	<b>Santa Cruz 31/10/2017</b>	<b>Leste Paulista 31/10/2017</b>	<b>Sul Paulista 31/10/2017</b>	<b>Mococa 31/10/2017</b>	<b>Total 31/10/2017</b>
<b>ATIVO</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	20.078	3.506	1.653	1.202	26.440
Consumidores, concessionárias e permissionárias	80.475	24.459	26.601	16.511	148.047
Tributos a compensar	7.428	3.201	4.583	1.693	16.905
Ativo financeiro da concessão	7.147	2.607	3.032	1.526	14.312
Intangível	257.435	120.213	156.899	84.265	618.812
Outros ativos	19.251	12.977	12.603	5.647	50.478
<b>Total do Ativo</b>	<b>391.814</b>	<b>166.962</b>	<b>205.372</b>	<b>110.844</b>	<b>874.993</b>
<b>PASSIVO</b>					
Fornecedores	68.228	16.828	24.825	11.294	121.175
Empréstimos e financiamentos	82.163	65.497	63.761	44.822	256.244
Debêntures	33.787	-	-	-	33.787
Impostos, taxas e contribuições	11.340	4.341	6.305	3.264	25.249
Dividendo e juros sobre capital próprio	5.503	2.030	18.285	4.759	30.576
Passivo financeiro setorial	5.138	3.829	-	1.095	10.062
Encargos setoriais	17.366	4.857	7.918	3.278	33.418
Provisões para contingências	4.223	10.044	6.724	2.094	23.084
Outros passivos	15.001	3.933	16.173	4.402	39.509
<b>Total do Passivo</b>	<b>242.748</b>	<b>111.358</b>	<b>143.990</b>	<b>75.007</b>	<b>573.103</b>
<b>ACERVO LÍQUIDO CONTÁBIL</b>	<b>149.067</b>	<b>55.605</b>	<b>61.382</b>	<b>35.837</b>	<b>301.891</b>

## **( 2 ) BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS**

### **2.1 Base de preparação**

As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidos e aprovados pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014 e também seguindo as orientações e as interpretações técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas pela ANEEL.

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para demonstrações contábeis. As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações financeiras estatutárias societárias da Companhia. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. Quando as Instruções Contábeis Regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. As informações financeiras distintas das informações preparadas totalmente em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil podem não representar necessariamente uma visão verdadeira e adequada do desempenho financeiro ou posição financeira e patrimonial de uma empresa, podendo apresentar diferença de valores pela aplicação diferenciada de algumas normas contábeis societárias e regulatórias, estas diferenças estão apresentadas e explicadas na nota 30, para melhor entendimento do leitor, conforme apresentado nas Demonstrações Contábeis Regulatórias preparadas de acordo com estas práticas.

A Administração afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis regulatórias estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia.

A autorização para a conclusão das demonstrações contábeis regulatórias foi dada pela Administração em 12 de março de 2018.

As demonstrações contábeis regulatórias estão disponíveis no site da ANEEL (“www.aneel.gov.br”) e da Companhia (“www.cpf.com.br”).

### **2.2 Base de mensuração**

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo, ii) instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado; iii) ativos financeiros disponíveis para venda mensurados ao valor justo. A classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1, 2 ou 3 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 27 de Instrumentos Financeiros e iv) ativo imobilizado, intangível e obrigações especiais.

### **2.3 Uso de estimativas e julgamentos**

A preparação das demonstrações contábeis regulatórias exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e adote estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas.

Por definição, as estimativas contábeis raramente serão iguais aos respectivos resultados reais.

Desta forma, a Administração da Companhia revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

As principais contas contábeis que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que possuam um risco de resultar em um ajuste material, caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas em períodos subsequentes, são:

- Nota 6 – Consumidores, concessionárias e permissionárias (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 8 – Ativos e passivos financeiros setoriais (determinados componentes financeiros que podem surgir sem metodologia prévia);
- Nota 9 – Tributos diferidos (reconhecimento de ativos: disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados);
- Nota 10 – Outros ativos circulantes (Provisão para créditos de liquidação duvidosa: principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 16 – Provisão para litígios (reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos);
- Nota 20 – Receita/Ingresso (premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não faturados); e;
- Nota 27 – Instrumentos financeiros (premissas para determinação do valor justo com base em dados não observáveis significativos).

### **2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação**

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

### **2.5 Agrupamento das distribuidoras**

O registro contábil do acervo societário apurado na data base de 31 de outubro de 2017 e da variação patrimonial ocorrida entre a data base do acervo e a data da efetivação da incorporação ocorrida em 31 de dezembro de 2017, das empresas incorporadas, foram refletidas na Companhia diretamente em contas de patrimônio líquido e de resultado, respectivamente.

No intuito de um melhor entendimento dos números apresentados neste balanço e possibilitar a comparabilidade entre os exercícios, seguem quadros demonstrativos com os efeitos da incorporação:

a) Ativo societário das empresas incorporadas em 31 de dezembro de 2017

<b>ATIVO</b>	<b>Nota explicativa</b>	<b>31/12/2017</b>
<b>Circulante</b>		
Caixa e equivalentes de caixa	5	14.648
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	136.737
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	422
Outros tributos a compensar	7	7.654
Ativo financeiro setorial	8	2.409
Estoques		2.352
Outros créditos	11	22.697
<b>Total do circulante</b>		<b>186.919</b>
<b>Não circulante</b>		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	10.851
Depósitos judiciais	18	23.461
Outros tributos a compensar	7	11.450
Créditos fiscais diferidos	9	660
Ativo financeiro da concessão	10	14.847
Outros créditos	11	12
Intangível	12	639.983
<b>Total do não circulante</b>		<b>701.266</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>888.185</b>

b) Passivo societário das empresas incorporadas em 31 de dezembro de 2017

<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>Nota explicativa</b>	<b>31/12/2017</b>
<b>Circulante</b>		
Fornecedores	13	96.324
Empréstimos e financiamentos	14	127.881
Debêntures	15	32.616
Taxas regulamentares	16	20.734
Imposto de renda e contribuição social a recolher	17	771
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	17	22.927
Coligadas, controladas e controladora	26	43.645
Dividendo e juros sobre capital próprio	20	30.576
Obrigações estimadas com pessoal		3.631
Passivo financeiro setorial	8	4.547
Outras contas a pagar	19	23.861
<b>Total do circulante</b>		<b>407.514</b>
<b>Não circulante</b>		
Empréstimos e financiamentos	14	123.958
Débitos fiscais diferidos	9	7.880
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	18	24.561
Derivativos	29	875
Passivo financeiro setorial	8	6.762
Outras contas a pagar	19	10.919
<b>Total do não circulante</b>		<b>174.955</b>
<b>Patrimônio líquido</b>	20	
Capital social		148.570
Reserva de capital		1.679
Reserva legal		19.296
Reserva de retenção de lucros para investimento		18.041
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão		43.864
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		26.486
Dividendo		5.174
Lucros acumulados		42.605
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>305.716</b>
<b>Total do passivo e do patrimônio líquido</b>		<b>888.185</b>

c) dos resultados societários das empresas incorporadas de novembro e dezembro de 2017

	Nota explicativa	Novembro e dezembro de 2017
<b>Receita operacional líquida</b>	22	<b>877.657</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>		
Custo com energia elétrica	23	(493.101)
Custo de operação	24	(95.057)
Custo do serviço prestado a terceiros	24	(114.736)
<b>Lucro operacional bruto</b>		<b>174.763</b>
<b>Despesas operacionais</b>	24	
Despesas com vendas		(23.408)
Despesas gerais e administrativas		(47.069)
Outras despesas operacionais		(4.585)
<b>Resultado do serviço</b>		<b>99.702</b>
<b>Resultado financeiro</b>	25	
Receitas financeiras		25.907
Despesas financeiras		(47.508)
		<b>(21.601)</b>
<b>Lucro antes dos tributos</b>		<b>78.101</b>
Contribuição social	9	(6.078)
Imposto de renda	9	(16.705)
		<b>(22.783)</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>55.318</b>

### **( 3 ) PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS REGULATÓRIAS**

As principais políticas contábeis utilizadas na preparação dessas demonstrações contábeis regulatórias estão descritas a seguir. Essas políticas foram aplicadas de maneira consistente em todos os períodos apresentados.

#### **3.1 Caixa e equivalentes de caixa**

Nas demonstrações de fluxo de caixa, caixa e equivalentes de caixa incluem saldos negativos de contas garantidas que são exigíveis imediatamente e são parte integrante da gestão de caixa da Companhia.

Caixa e equivalentes de caixa compreendem a saldos de caixa e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data da contratação, os quais estão sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor justo e são utilizados pela Companhia na gestão das obrigações de curto prazo.

#### **3.2 Instrumentos financeiros**

##### **- Ativos financeiros**

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento. O desreconhecimento de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos respectivos fluxos de caixa do ativo expiram ou quando os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. A Companhia possui os seguintes principais ativos financeiros:

- i. Registrados pelo valor justo por meio do resultado: são ativos mantidos para negociação ou designados como tal no momento do reconhecimento inicial. A Companhia gerencia estes ativos e toma decisões de compra e venda com base em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e sua estratégia de investimentos. Estes ativos financeiros são registrados pelo respectivo valor justo, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício.

- ii. Empréstimos e recebíveis: são ativos com pagamentos fixos ou determináveis que não são cotados no mercado ativo. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo e, após o reconhecimento inicial, reconhecidos pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros, deduzidos de perdas por redução ao valor recuperável.

#### **- Passivos financeiros**

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia possui os seguintes principais passivos financeiros:

- (i) Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação no curto prazo, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou, (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos e, para qualquer alteração na mensuração subsequente dos valores justos, a contrapartida é o resultado.
- (ii) Outros passivos financeiros (não mensurados pelo valor justo por meio do resultado): são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros.

Os ativos e passivos financeiros somente são compensados e apresentados pelo valor líquido quando existe o direito legal de compensação dos valores e haja a intenção de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 27.

#### **- Capital social**

Ações ordinárias e preferenciais são classificadas como capital social no patrimônio líquido. Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opções de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, líquidos de quaisquer efeitos tributários. Ações preferenciais não dão direito a voto e possuem preferência na liquidação da sua parcela do capital social. As ações preferenciais têm direito a um dividendo 10% superior ao pago a detentores de ações ordinárias.

Em 26 de dezembro de 2017 através da AGE, foi efetuado alteração no estatuto social da Companhia para a conversão das ações preferenciais em ordinárias, na relação de conversão de ações em que, para cada 1 (uma) ação preferencial, será entregue 1 (uma) ação ordinária, por meio do cancelamento das ações preferenciais e da emissão de 11.746.789 (onze milhões, setecentas e quarenta e seis mil, setecentas e oitenta e nove) ações ordinárias.

### **3.3 Imobilizado em serviço**

Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos do valor de reavaliação. A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados conforme legislação vigente. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas à Resolução vigente emitida pelo Órgão Regulador.

O valor residual é determinado considerando a premissa de existência de indenização de parcela não amortizada de bens pela taxa de depreciação regulatória e o prazo de vigência da concessão. O valor residual de um ativo pode aumentar ou diminuir em eventuais processos de revisão das taxas de depreciação regulatória.

O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido no resultado do exercício.

### **3.4 Imobilizado em curso**

Os gastos de administração central capitalizáveis são apropriados, mensalmente, às imobilizações em bases proporcionais. A alocação dos dispêndios diretos com pessoal mais os serviços de terceiros é prevista no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Estes custos são recuperados por meio do mecanismo de tarifas e preços.

A Companhia agrega mensalmente ao custo de aquisição do imobilizado em curso os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos sobre empréstimos e financiamentos diretamente atribuídos à aquisição ou constituição de ativo qualificável considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) período de capitalização correspondente à fase de construção do ativo imobilizado, sendo encerrado quando o item do imobilizado encontra-se disponível para utilização; (b) utilização da taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) o montante dos juros, as variações monetárias e cambiais, e

demais encargos financeiros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização; e (d) os juros, as variações monetárias e cambiais e demais encargos financeiros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil determinada para o item do imobilizado ao qual foram incorporados.

No reconhecimento do custo do ativo imobilizado, as distribuidoras de energia têm incluído parte dos custos da administração central, o qual por sua vez é incluído no processo de revisão tarifária, ou seja, gerando benefícios econômicos futuros.

### **3.5 Intangível**

Registrado ao custo de aquisição ou realização. A amortização, quando for o caso, é calculada pelo método linear. Os encargos financeiros, juros e atualizações monetárias incorridos, relativos a financiamentos obtidos de terceiros vinculados ao intangível em andamento, são apropriados às imobilizações intangíveis em curso durante o período de construção do intangível.

### **3.6 Obrigações especiais vinculadas à concessão**

Estão representadas pelos custos nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias e de consumidores não cooperados das permissionárias, para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica, acrescidos do valor da reavaliação. Esta conta é amortizada pela taxa média de depreciação dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme legislação vigente.

### **3.7 Reserva de reavaliação e Reavaliação regulatória compulsória**

É realizada proporcionalmente à depreciação, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social (nota 30.3.1).

A constituição da reavaliação se dá por meio do processo de revisão tarifária periódica, que no caso da Companhia ocorre a cada cinco anos. Neste processo a Companhia prepara Laudo de Reavaliação que contém o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e a diferença para o valor contábil, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, é registrado contabilmente como reavaliação regulatória compulsória, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010. Esse laudo é revisado e homologado pela ANEEL. A última reavaliação registrada pela Companhia no processo de revisão tarifária da data-base de 31 de agosto de 2015, que foi aprovado pelo Despacho nº 606, de 10 de março de 2016, portanto a Companhia reconheceu a referida reavaliação nas demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2015. Em 2016, com a implantação do laudo homologado da revisão tarifária, a Companhia efetivou o registro do laudo de avaliação da base de remuneração e as movimentações do exercício de 2016 refletem basicamente os efeitos do referido laudo.

### **3.8 Redução ao valor recuperável (“impairment”)**

#### **- Ativos financeiros**

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável que possa ocorrer após o reconhecimento inicial desse ativo e que tenha um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados.

A Companhia avalia a evidência de perda de valor para recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento tanto no nível individualizado como no nível coletivo para todos os títulos significativos. Recebíveis e investimentos mantidos até o vencimento que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda de valor recuperável de forma coletiva, a Companhia utiliza tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da Administração se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

A redução do valor recuperável de um ativo financeiro é reconhecida como segue:

- i. Custo amortizado: pela diferença entre o valor contábil e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontados à taxa efetiva de juros original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada a crédito no resultado.

Para os ativos financeiros registrados pelo custo amortizado e/ou títulos de dívida classificados como disponível para venda, caso exista aumento (ganho) em períodos subsequentes ao reconhecimento da perda, a perda de valor é revertida contra o resultado. Todavia, qualquer recuperação subsequente no valor justo de um título patrimonial classificado como disponível para venda para o qual tenha sido registrada perda ao valor recuperável é reconhecido em outros resultados abrangentes.

#### **- Ativos não financeiros**

Os ativos não financeiros, basicamente Ativo Imobilizado e Intangível sujeitos à depreciação/amortização são submetidos ao teste de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil possa não ser recuperável.

O valor da perda corresponderá ao excesso do valor contábil comparado ao valor recuperável do ativo, representado pelo maior valor entre (i) o seu valor justo, líquido dos custos de venda do bem, ou (ii) o seu valor em uso.

Os ativos são segregados e agrupados nos menores níveis existentes para os quais existam fluxos de caixa identificáveis (Unidade Geradora de Caixa – “UGC”). Caso seja identificada uma perda ao valor recuperável, a respectiva perda é registrada na demonstração do resultado. Exceto pelo *goodwill* (ágio), em que a perda não pode ser revertida no período subsequente, caso exista, também é realizada uma análise para possível reversão do *impairment*.

### **3.9 Provisões**

As provisões são reconhecidas em função de um evento passado quando há uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável e se for provável (mais provável que sim do que não) a exigência de um recurso econômico para liquidar esta obrigação. Quando aplicável, as provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de desembolso de caixa futuros esperados a uma taxa que considera as avaliações atuais de mercado e os riscos específicos para o passivo. Os efeitos do desreconhecimento pelo desconto pela passagem do tempo são reconhecidos no resultado como despesa financeira.

### **3.10 Benefícios a empregados**

A Companhia possui benefícios pós-emprego e planos de pensão, reconhecidos por competência em conformidade com o CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados. O plano é caracterizado como Plano de Contribuição Definida, cuja Patrocinadora paga contribuições fixas para uma entidade separada não possuindo qualquer responsabilidade sobre as insuficiências atuariais desse plano. As obrigações são reconhecidas como despesas no resultado do exercício em que os serviços são prestados.

### **3.11 Dividendo e juros sobre capital próprio**

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado quando previsto no Estatuto Social. De acordo com as práticas contábeis brasileiras, CPC 24 e ICPC 08 (R1), apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado, já o dividendo declarado ainda não aprovado, só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações contábeis regulatórias após aprovação pelo órgão competente. Desta forma, os montantes excedentes ao dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei nº 6.404/76, são mantidos no patrimônio líquido, em conta de dividendo adicional proposto, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações contábeis regulatórias.

Conforme definido no Estatuto Social da Companhia e em consonância com a legislação societária vigente, compete ao Conselho de Administração da controladora CPFL Energia a declaração de dividendo e juros sobre capital próprio intermediários, apurados através de balanço semestral. A declaração de dividendo e juros sobre capital próprio intermediários na data base 30 de junho, quando houver, só é reconhecida como um passivo nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia após a data de deliberação do Conselho de Administração da controladora CPFL Energia.

Os juros sobre capital próprio recebem o mesmo tratamento do dividendo e também estão demonstrados na mutação do patrimônio líquido. O imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio é sempre contabilizado a débito no patrimônio líquido em contrapartida ao passivo no momento de sua deliberação, mesmo

que ainda não aprovado, por atenderem o critério de obrigação no momento da proposição pela Administração.

### **3.12 Reconhecimento de receita**

A receita operacional do curso normal das atividades da Companhia é medida pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando existe evidência convincente de que os riscos e benefícios mais significativos foram transferidos para o comprador, de que for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para a entidade, de que os custos associados possam ser estimados de maneira confiável e de que o valor da receita operacional possa ser mensurado de maneira confiável.

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura de seus clientes baseada em uma rotina de leitura (calendarização e rota de leitura) e fatura mensalmente o consumo de MWh baseada nas leituras realizadas para cada consumidor individual. Como resultado, uma parte da energia distribuída ao longo do mês não é faturada ao final de cada mês, e, conseqüentemente uma estimativa é desenvolvida pela Administração e registrada como “Não Faturado”. Essa estimativa de receita não faturada é calculada utilizando como base o volume total de energia da Companhia disponibilizada no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais. Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento da Companhia.

A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que o serviço é efetivamente prestado, regido por contrato de prestação de serviços entre as partes.

As receitas dos contratos de construção são reconhecidas pelo método da percentagem completada, sendo as perdas, caso existam, reconhecidas na demonstração do resultado quando incorridas.

### **3.13 Imposto de renda e contribuição social**

As despesas de imposto de renda e contribuição social são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto para os casos em que estiverem diretamente relacionados a itens registrados diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente, nos quais já são reconhecidos a valores líquidos destes efeitos fiscais.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício. O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação e para prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social.

A Companhia registrou em suas demonstrações financeiras os efeitos dos créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais, bases negativas da contribuição social e diferenças temporariamente indedutíveis, suportados por previsão de geração futura de bases tributáveis de imposto de renda e contribuição social, aprovadas anualmente pelo Conselho de Administração e apreciadas pelo Conselho Fiscal, ambos da controladora CPFL Energia.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a tributos lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos são revisados a cada data de relatório anual e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

### **3.14 Subvenção governamental - CDE**

As subvenções governamentais somente são reconhecidas quando houver razoável segurança de que esses montantes serão recebidos pela Companhia. São registradas no resultado dos exercícios nos quais a Companhia reconhece como receita os descontos concedidos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários.

As subvenções recebidas via aporte da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”) (nota 20.3) referem-se à compensação de descontos concedidos com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato, nos termos do CPC 07.

### **3.15 Ativo e passivo financeiro setorial**

Conforme modelo tarifário, as tarifas de energia elétrica da Companhia devem considerar uma receita capaz de

garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, estando a Companhia autorizada a cobrar de seus consumidores (após revisão e homologação pela ANEEL): (i) reajuste tarifário anual; e (ii) a cada cinco anos, de acordo com cada concessão, a revisão periódica para efeito de recomposição de parte da Parcela B (custos gerenciáveis), e ajuste da Parcela A (custos não gerenciáveis).

A receita da Companhia é, basicamente, composta pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma através do uso da infraestrutura (rede) de distribuição. A receita da Companhia é afetada pelo volume de energia entregue e pela tarifa. A tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas que refletem a composição da sua receita:

- Parcela A (custos não gerenciáveis): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pela Companhia, classificável como Parcela A, são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- Parcela B (custos gerenciáveis): composta pelos gastos com investimento em infraestrutura, gastos com a operação e a manutenção e pela remuneração aos provedores de capital. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco de negócios por não haver garantia de neutralidade tarifária para essa parte.

Esse mecanismo de definição de tarifa pode originar diferença temporal que decorre da diferença entre os custos orçados (Parcela A e outros componentes financeiros) e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber pela Companhia nos casos em que os custos orçados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos orçados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos.

### **3.16 Novas normas e interpretações vigentes**

Foram emitidas e/ou revisadas diversas normas pelo IASB e CPC, que entraram obrigatoriamente em vigor para períodos contábeis iniciados em 1º de janeiro de 2017:

#### **a) Alterações ao CPC 32 – Reconhecimento de ativos fiscais diferidos sobre perdas não realizadas**

Emitidas em 19 de janeiro de 2016, as alterações ao CPC 32 esclarecem as exigências de reconhecimento de ativos fiscais diferidos por perdas não realizadas em instrumentos de dívida e o método de avaliação da existência de lucros tributáveis futuros prováveis para a realização das diferenças temporárias dedutíveis, para endereçar a diversidade na prática.

A aplicação das alterações ao CPC 32 não causou impactos relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

#### **b) Alterações ao CPC 03 (R2) – Demonstração dos Fluxos de Caixa**

Emitidas em 29 de janeiro de 2016, as alterações ao CPC 03 (R2) da Iniciativa de Divulgação têm como objetivo levar as entidades a fornecerem divulgações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras avaliar as alterações nas responsabilidades decorrentes das atividades de financiamento.

A aplicação das alterações ao 03 (R2) implicou em alterações na divulgação de movimentação de ativos e passivos financeiros cujos fluxos de caixa são classificados como atividade de financiamento. As mudanças destas alterações do CPC 03 (R2) geraram divulgação adicional, refletidas nas notas de Empréstimos e financiamentos (nota 13.1), Debêntures (nota 13.2) e Instrumentos Financeiros (nota 27).

### **3.17 Novas normas e interpretações vigentes, mas não adotadas**

Diversas novas normas e emendas às normas e interpretações IFRS foram emitidas pelo IASB e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2017. A Companhia não adotou as normas novas ou revisadas a seguir:

#### **a) CPC 48 - Instrumentos financeiros**

O CPC 48 será aplicável para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

Esta norma estabelece novos requerimentos para classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros. Os ativos financeiros serão classificados em três categorias: (i) mensurados ao valor justo por meio do resultado; e (ii) mensurados pelo custo amortizado, baseado no modelo de negócio pelo qual eles são mantidos e nas características de seus fluxos de caixa contratuais e; (iii) mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requerimentos já estabelecidos

pelo CPC 38 requer que a mudança no valor justo do passivo financeiro designado ao valor justo contra o resultado, que seja atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo, seja apresentada em outros resultados abrangentes e não na demonstração do resultado, a menos que tal reconhecimento resulte em uma incompatibilidade na demonstração do resultado.

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, o CPC 48 requer o modelo de expectativa de perda no crédito, ao contrário do modelo de perda efetiva do crédito mencionada no CPC 38. O modelo de expectativa de perda no crédito requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em créditos e mudanças nessas expectativas a cada data de reporte para refleti-las desde o reconhecimento inicial. Ou seja, não é mais necessário que o evento ocorra para que seja reconhecida a perda no crédito.

No que tange às modificações relacionadas à contabilização de *hedge*, o CPC 48 mantém os três tipos de mecanismo de contabilização de *hedge* previstos no CPC 38, mas traz maior flexibilidade no que tange os tipos de transações elegíveis à contabilização de *hedge*, mais especificamente a ampliação dos tipos de instrumentos que se qualificam como instrumentos de *hedge* e os tipos de componentes de risco de itens não financeiros elegíveis à contabilização de *hedge*. Adicionalmente, o teste de efetividade foi renovado e substituído pelo princípio de “relacionamento econômico”. Ainda, a avaliação retroativa da efetividade do *hedge* não é mais necessária e ocorreu a introdução de exigências adicionais de divulgação relacionadas às atividades de gestão de riscos de uma entidade.

Adicionalmente, a Companhia não aplica a contabilização de *hedge*, a Administração concluiu que não haverá impacto relevante nas informações divulgadas ou valores registrados em suas demonstrações financeiras em função das alterações da norma sobre este tópico.

Com relação às mudanças ao cálculo de *impairment* de instrumentos financeiros, a Companhia estima que o impacto no patrimônio líquido em 1º de janeiro de 2018 será uma redução da rubrica de “consumidores, concessionárias e permissionários” em torno de R\$ 2 a R\$ 3 milhões.

Considerando que a Companhia detém determinados passivos financeiros designados a valor justo contra o resultado, a Administração afirma que haverá impactos nas suas demonstrações financeiras pois as mudanças do risco de crédito, atualmente registradas diretamente no resultado do exercício, passarão a ser reconhecidas em outros resultados abrangentes. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, as mudanças no risco de crédito registradas no resultado foram uma despesa de R\$ 1.708.

#### **b) CPC 47 e Esclarecimentos ao CPC 47 - Receita de contratos com clientes**

O CPC 47 estabelece um modelo simples para contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes e, substituirá o guia atual de reconhecimento da receita presente no CPC 30 (R1) - Receitas, CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas.

Esta norma estabelece que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços. A norma introduz um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco passos: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

Pelos novos requerimentos do CPC 47, a entidade reconhece a receita somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente. Adicionalmente, esta norma estabelecerá um maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

O CPC 47 será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018. Para os contratos que comecem e concluírem no mesmo período de apresentação comparativa, bem como contratos que são concluídos no início do período mais antigo apresentado, não serão reapresentados. A Companhia analisou as cinco etapas de reconhecimento para os diversos tipos de receita da Companhia e não identificou nenhum impacto relevante da adoção desta norma em suas demonstrações financeiras. Desta forma, após as devidas análises a conclusão é de que o reconhecimento de receita atual está de acordo com a norma do CPC 47.

#### **c) IFRIC 22 – Transações e adiantamentos em moeda estrangeira**

Emitida em 8 de dezembro de 2016, o IFRIC 22 aborda a taxa de câmbio a ser utilizada em transações que envolvam a contrapartida paga ou recebida antecipadamente em transações com moeda estrangeira. O IFRIC será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018.

As transações em moeda estrangeira da Companhia restringem-se, atualmente, aos instrumentos de dívida

com instituições financeiras internacionais, mensuradas a valor justo, e à aquisição de energia de Itaipu. Uma vez que ativos e passivos mensurados ao valor justo estão fora do escopo do IFRIC e que não há antecipações de pagamentos nas operações com Itaipu, a administração da Companhia avalia que o IFRIC 22 não causará impactos relevantes em suas demonstrações financeiras.

#### **d) Melhorias Anuais às IFRS / Ciclo 2014 - 2016**

Anualmente, o IASB discute e decide sobre as melhorias propostas para as IFRS, conforme são levantadas ao longo do ano. Em 8 de dezembro de 2016 foram publicadas medidas referentes ao Ciclo 2014-2016, com início a partir de 1º de janeiro de 2018:

Alterações à IFRS 1 – Adoção Inicial do IFRS: exclui da norma algumas exceções existentes para aplicação no período de transição das entidades recém-adoptantes ao IFRS.

Como a Companhia não é adotante inicial ao IFRS, a Administração afirma que a aplicação dessas alterações não terá um efeito sobre as divulgações e montantes reconhecidos suas demonstrações financeiras. Com base em avaliação preliminar, a Administração acredita que a aplicação dessas alterações não terá um efeito relevante sobre as divulgações e montantes reconhecidos suas demonstrações financeiras.

### **( 4 ) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO**

Diversas políticas e divulgações contábeis da Companhia exigem a determinação do valor justo, tanto para os ativos e passivos financeiros como para os não financeiros. Os valores justos têm sido apurados para propósitos de mensuração e/ou divulgação baseados nos métodos a seguir. Quando aplicável, as informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas nas notas específicas àquele ativo ou passivo.

Desta forma, a Companhia determinou o valor justo conforme CPC 46, o qual define o valor justo como a estimativa de preço pelo qual uma transação não forçada para a venda do ativo ou para a transferência do passivo ocorreria entre participantes do mercado sob condições atuais de mercado na data de mensuração.

#### **- Instrumentos financeiros**

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos são valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da B3 S.A. e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 27) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

### **( 5 ) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA**

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Caixa	15.443	558
Equivalentes de caixa	<u>2.530</u>	<u>10.986</u>
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	2.428	-
Certificado de depósito bancário (b)	87	56
Fundos de investimento (c)	<u>15</u>	<u>10.930</u>
<b>Total</b>	<b><u>17.974</u></b>	<b><u>11.544</u></b>

(a) Saldos bancários disponíveis em conta corrente que são remunerados diariamente através de aplicações em Certificados de Depósitos Bancários (“CDB’s”) e remuneração de 15% da variação do Certificado de Depósito Interbancário (“CDI”).

(b) Corresponde a operações de curto prazo em CDB’s e debêntures compromissadas realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 101,87% do CDI.

- (c) Representa valores aplicados em Fundos Exclusivos, com liquidez diária e remuneração equivalente, na média de 100% do CDI, tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI lastreadas em títulos públicos federais, CDB's, letras financeiras e debêntures compromissadas de instituições financeiras de grande porte com baixo risco de crédito e vencimento de curto prazo.

## (6) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Valores Correntes						Valores Renegociados					Total em 31/12/2017	Total em 31/12/2016	
	Correntes a Vencer	Correntes Vencidas					Renegociados a Vencer		Renegociados Vencidos					
	Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos			
<b>Fornecimento de Energia</b>	<b>110.673</b>	<b>33.671</b>	<b>2.116</b>	<b>2.764</b>	<b>6.006</b>	<b>(5.747)</b>	<b>1.055</b>	<b>8.899</b>	<b>344</b>	<b>1.224</b>	<b>(1.847)</b>	<b>159.159</b>	<b>28.281</b>	
Residencial	25.676	21.485	659	16	1.039	(907)	359	337	154	97	(153)	48.764	4.096	
Industrial	13.528	2.913	161	2.002	4.351	(4.233)	64	580	25	904	(902)	19.395	10.515	
Comercial	11.641	3.495	188	126	166	(263)	70	941	66	160	(529)	16.062	2.068	
Rural	5.856	1.916	103	2	44	(4)	68	232	5	10	(211)	8.021	145	
Poderes Públicos	3.137	1.324	102	64	95	(40)	411	6.002	48	53	(53)	11.143	272	
Iluminação Pública	3.709	1.230	520	393	288	(283)	57	693	20	-	-	6.627	353	
Serviço Público	4.129	1.209	361	162	23	(17)	25	113	26	-	-	6.031	1.725	
Serviço Taxado	51	98	21	-	-	-	-	-	-	-	-	170	15	
Fornecimento Não Faturado	42.946	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42.946	9.092	
Encargos Tarifários	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	1	
Outros consumidores	8.141	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.141	404	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	804	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	804	22	
Energia Elétrica de Curto Prazo	6.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.000	1.806	
Outros	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	
<b>TOTAL</b>	<b>125.623</b>	<b>33.671</b>	<b>2.116</b>	<b>2.764</b>	<b>6.006</b>	<b>(5.747)</b>	<b>1.055</b>	<b>8.899</b>	<b>344</b>	<b>1.224</b>	<b>(1.847)</b>	<b>174.109</b>	<b>30.513</b>	
												<b>Circulante</b>	<b>162.801</b>	<b>30.236</b>
												<b>Não Circulante</b>	<b>11.308</b>	<b>278</b>
													<b>174.109</b>	<b>30.513</b>

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa é como segue:

	<b>Consumidores, concessionárias e permissionárias</b>
<b>Saldo em 31/12/2015</b>	<b>(109)</b>
Provisão revertida (constituída)	(467)
Recuperação de receita	107
Baixa de contas a receber provisionadas	246
<b>Saldo em 31/12/2016</b>	<b>(223)</b>
Adição em função do agrupamento das distribuidoras	(3.183)
Provisão revertida (constituída)	(3.267)
Recuperação de receita	481
Baixa de contas a receber provisionadas	(1.402)
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>(7.594)</b>
Circulante	(7.462)
Não circulante	(132)

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída considerando os principais critérios a seguir elencados:

- i) Valores correntes:
  - Residencial 90 dias;
  - Comercial 180 dias;
  - Demais classes 360 dias;
- ii) Valores renegociados:
  - Residencial 90 dias;
  - Demais classes 180 dias;
  - Provisão de 100% dos débitos de parcelamentos que não possuam garantia real.

## (7) TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	31/12/2017	31/12/2016
<b>Circulante</b>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	-	290
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	-	236
Imposto de renda e contribuição social a compensar	362	2.448
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	959	-
ICMS a compensar	6.891	600
Programa de integração social - PIS	74	16
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	342	72
Instituto nacional de seguridade social - INSS	262	18
Outros	8	-
<b>Total</b>	<b>8.899</b>	<b>3.680</b>
<b>Não circulante</b>		
ICMS a compensar	12.458	726
<b>Total</b>	<b>12.458</b>	<b>726</b>

**Imposto de renda e contribuição social a compensar** – Referem-se principalmente a habilitação do crédito fiscal do PAT.

**Imposto de renda retido na fonte – IRRF** – Refere-se principalmente a IRRF sobre aplicações financeiras.

**ICMS a compensar** – Refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativo imobilizado.

## (8) ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS

A movimentação das contas de Ativos Financeiros Setoriais, bem como a abertura do saldo é a seguinte:

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2016	Constituição/ Realização em função do agrupamento das distribuidoras	Adição	Amortização	Remuneração	Perdas	Saldo em 31/12/2017	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
<b>CVA Ativa (a)</b>	<b>16.331</b>	<b>113.179</b>	<b>45.542</b>	<b>(21.069)</b>	<b>5.481</b>	<b>(992)</b>	<b>158.474</b>	<b>23.919</b>	<b>134.555</b>	<b>126.208</b>	<b>32.266</b>
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	2.011	47.915	21.736	(1.934)	479	(52)	70.154	-	70.154	54.586	15.568
Custo de Energia Itaipu	12.724	53.650	20.903	(17.281)	4.678	(914)	73.761	10.352	63.409	59.689	14.072
Proinfa	96	(0)	(32)	(67)	2	-	-	-	-	-	-
Transporte de Rede Básica	779	1.396	1.035	(1.308)	39	(3)	1.939	948	992	1.719	220
Transporte de Energia - Itaipu	149	156	2	(189)	7	-	124	124	-	124	-
ESS/EER	82	10.063	2.192	(57)	238	(23)	12.495	12.495	-	10.089	2.406
CDE	489	(1)	(294)	(233)	38	-	-	-	-	-	-
<b>Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)</b>	<b>2.906</b>	<b>12.327</b>	<b>4.531</b>	<b>(6.236)</b>	<b>366</b>	<b>655</b>	<b>14.546</b>	<b>3.805</b>	<b>10.740</b>	<b>12.163</b>	<b>2.383</b>
Neutralidade da Parcela A	1.675	2.465	3.809	(3.011)	212	344	5.492	1.247	4.245	4.550	942
Sobrecontratação de Energia	735	7.687	723	(1.467)	133	10	7.821	1.325	6.495	6.379	1.441
Diferimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	496	2.174	(1)	(1.758)	21	301	1.233	1.233	-	1.233	-
<b>Total Ativos Financeiros Setoriais</b>	<b>19.237</b>	<b>125.506</b>	<b>50.073</b>	<b>(27.306)</b>	<b>5.847</b>	<b>(337)</b>	<b>173.019</b>	<b>27.724</b>	<b>145.295</b>	<b>138.370</b>	<b>34.649</b>

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2016	Constituição/ Realização em função do agrupamento das distribuidoras	Adição	Amortização	Remuneração	Perdas	Saldo em 31/12/2017	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
<b>CVA Passiva (a)</b>	<b>19.052</b>	<b>109.989</b>	<b>44.348</b>	<b>(36.717)</b>	<b>7.448</b>	<b>2.444</b>	<b>146.564</b>	<b>30.287</b>	<b>116.278</b>	<b>120.760</b>	<b>25.804</b>
Aquisição de Energia Comprada - (CVA)energ	11.252	45.496	17.506	(20.026)	4.543	255	59.026	17.596	41.431	49.832	9.194
Custo de Energia Itaipu	709	702	136	(279)	21	(858)	431	431	-	431	-
Proinfa	-	231	42	(165)	43	-	151	138	13	148	3
Transporte de Rede Básica	-	3.471	(2.744)	-	107	-	834	-	834	649	185
Transporte de Energia - Itaipu	-	446	(418)	-	18	-	46	-	46	36	10
ESS/EER	6.271	45.016	25.400	(9.648)	1.361	41	68.441	7.614	60.827	54.942	13.499
CDE	820	14.626	4.426	(6.599)	1.356	3.006	17.635	4.508	13.127	14.722	2.913
<b>Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)</b>	<b>8.598</b>	<b>24.808</b>	<b>10.622</b>	<b>(3.732)</b>	<b>600</b>	<b>(2.666)</b>	<b>38.229</b>	<b>1.789</b>	<b>36.442</b>	<b>20.999</b>	<b>17.230</b>
Neutralidade da Parcela A	-	2.326	785	(339)	18	-	2.790	445	2.346	2.270	521
Sobrecontratação de Energia	1.009	3.552	6.979	(1.285)	550	256	11.061	-	11.061	8.606	2.455
Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	5.132	15.937	2.642	-	28	(2.880)	20.859	-	20.859	6.604	14.255
Outros	2.457	2.992	216	(2.108)	4	(42)	3.519	1.344	2.176	3.519	-
<b>Total Passivos Financeiros Setoriais</b>	<b>27.652</b>	<b>134.797</b>	<b>54.970</b>	<b>(40.449)</b>	<b>8.047</b>	<b>(222)</b>	<b>184.794</b>	<b>32.076</b>	<b>152.720</b>	<b>141.759</b>	<b>43.034</b>

O Acordo Geral do Setor Elétrico, assinado em 2001, e a nova regulamentação do setor de energia elétrica implicaram na constituição de diversos ativos e passivos financeiros setoriais.

#### a) CVA - Conta de compensação de variação de custos da Parcela A

Refere-se ao mecanismo de compensação das variações ocorridas nos custos não gerenciáveis incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais.

Atualmente, os principais gastos considerados como custos não gerenciáveis são:

- Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”);
- Energia Elétrica Comprada para Revenda;
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (“PROINFA”);
- Encargos de Serviço do Sistema (“ESS”) e Encargos de Energia de reserva (“EER”);
- Rede Básica;
- Repasse de Itaipu;
- Transporte de Itaipu.

Os itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela - CVA” são definidos como sendo o somatório das diferenças, positivas ou negativas, no período de 22 de março de 2015 a 21 de março de 2016, entre os valores dos custos não gerenciáveis apresentados na base de cálculo para a determinação do último reajuste tarifário anual e os desembolsos efetivamente ocorridos no período. A recuperação da CVA foi iniciada em 22 de março de 2017, logo após o final da vigência da Revisão Tarifária de 22 março de 2016, utilizando os mesmos mecanismos de recuperação, ou seja, a RTA não alterou o mecanismo de compensação.

Os créditos da Parcela “A” são atualizados pela variação da SELIC até o mês efetivo da sua compensação, não havendo limite de prazo para sua realização.

À medida que os valores da Parcela “A” são recebidos na tarifa, a Companhia transfere o valor correspondente registrado no ativo para o resultado.

#### b) Demais ativos e passivos financeiros setoriais

##### i) Neutralidade dos encargos setoriais da Parcela A

Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais constantes das tarifas de energia elétrica, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados relativos a esses encargos e os respectivos valores contemplados no momento da constituição da tarifa das distribuidoras.

##### ii) Sobrecontratação

As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras de energia elétrica, limitadas a 5% do requisito regulatório, e dos custos decorrentes de déficits de energia elétrica. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

### iii) Diferimento/Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifaria Periódica

Refere-se aos componentes financeiros referentes a recálculos de processos tarifários, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores.

### iv) Outros Componentes Financeiros

Refere-se principalmente à: (i) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que a partir do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, passou a ser um componente financeiro que somente será amortizado quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica, (ii) garantias financeiras, relacionadas à compensação do custo do aporte prévio de garantias exigido das distribuidoras para a realização de transações comerciais entre os agentes do setor, (iii) componentes financeiros referente a recálculos de processos tarifários, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores e (iv) Liminar Abrace conforme Despacho nº 1.576/2016.

## (9) TRIBUTOS DIFERIDOS

O imposto de renda e a contribuição social diferidos sobre diferenças temporárias são demonstrados como segue:

	31/12/2017		31/12/2016	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Bases negativas/Prejuízos fiscais</b>	<b>1.952</b>	<b>5.603</b>	<b>2.292</b>	<b>6.568</b>
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis</b>				
Provisões para litígios	2.387	6.632	292	812
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	745	2.070	25	71
Programas de P&D e eficiência energética	946	2.627	171	475
Provisão relacionada a pessoal	255	709	37	102
Derivativos	119	332	97	269
Instrumentos financeiros (CPC)	40	112	(2)	(6)
Outros	957	2.711	250	733
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis - resultado abrangente acumulado</b>				
Reavaliação regulatória compulsória	(12.162)	(33.784)	(1.765)	(4.903)
<b>Total</b>	<b>(4.760)</b>	<b>(12.989)</b>	<b>1.397</b>	<b>4.121</b>

### 9.1 Reconciliação das taxas efetivas e nominais da provisão para o imposto de renda e contribuição social.

A reconciliação das taxas efetivas e nominais, utilizadas para cálculo das provisões para o imposto de renda e a contribuição social é demonstrada a seguir:

	2017		2016	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro</b>	<b>13.895</b>	<b>13.895</b>	<b>8.678</b>	<b>8.678</b>
<b>Ajustes para refletir a alíquota efetiva:</b>				
Juros sobre o capital próprio	2.257	2.257		
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	(8.109)	(8.109)	1.267	1.267
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	838	771	731	20
<b>Base de cálculo</b>	<b>8.880</b>	<b>8.813</b>	<b>10.676</b>	<b>9.965</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Imposto de renda e contribuição social no resultado</b>	<b>(799)</b>	<b>(2.204)</b>	<b>(961)</b>	<b>(2.491)</b>
Corrente	(1.291)	(3.549)	(2.784)	(7.620)
Diferido	492	1.346	1.823	5.129

Para a reserva de reavaliação também é constituído o imposto de renda e contribuição social diferidos que estão registrados no patrimônio líquido, cujo o montante de 2017 é de R\$ 39.278 (R\$ 2.373 em 2016).

**( 10 ) OUTROS ATIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES**

	Circulante		Não Circulante
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017
Adiantamentos - Fundação CESP	225	35	-
Serviços prestados a terceiros	65	-	-
Convênios de arrecadação	-	31	-
Contas a receber - Eletrobrás	15.565	391	-
Adiantamentos a funcionários	740	60	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(685)	(60)	-
Outros	8	597	13
<b>Total</b>	<b>15.918</b>	<b>1.055</b>	<b>13</b>

**Contas a receber – CDE** – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 1.435 (R\$ 41 em 31 de dezembro de 2016) e (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 13.949 (R\$ 350 em 31 de dezembro de 2016) e (iii) descontos tarifários - liminares no montante de R\$ 182 (nota 18).

Em 2017 a Companhia efetuou o encontro de contas do contas a receber - CDE e do contas a pagar de CDE (nota 17) no montante de R\$ 41 (nota 18).

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está detalhada abaixo:

	Outros créditos (nota 10)
<b>Saldo em 31/12/2015</b>	<b>(90)</b>
Provisão revertida (constituída)	30
<b>Saldo em 31/12/2016</b>	<b>(60)</b>
Adição em função do agrupamento das distribuidoras	(313)
Provisão revertida (constituída)	(312)
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>(685)</b>
Circulante	(685)

**( 11 ) IMOBILIZADO E INTANGÍVEL**

A composição do imobilizado é como segue:

Ativo Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2017			2016
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
<b>Distribuição</b>	3,96%	<b>1.580.238</b>	<b>(785.320)</b>	<b>794.918</b>	<b>77.403</b>
Custo Histórico		1.006.730	(384.167)	622.562	54.685
Correção Monetária Especial		17.907	(17.554)	353	105
Reavaliação		555.602	(383.599)	172.003	22.613
<b>Administração</b>	9,49%	<b>32.099</b>	<b>(22.322)</b>	<b>9.777</b>	<b>4.171</b>
Custo Histórico		24.937	(17.175)	7.762	3.855
Correção Monetária Especial		1.064	(941)	123	-
Reavaliação		6.098	(4.206)	1.892	316
<b>Subtotal</b>		<b>1.612.336</b>	<b>(807.642)</b>	<b>804.695</b>	<b>81.573</b>
<b>Em Curso</b>		<b>97.551</b>	-	<b>97.551</b>	<b>8.428</b>
Distribuição		95.715	-	95.715	7.933
Administração		1.836	-	1.836	495
<b>Subtotal</b>		<b>97.551</b>	-	<b>97.551</b>	<b>8.428</b>
<b>Total</b>		<b>1.709.888</b>	<b>(807.642)</b>	<b>902.246</b>	<b>90.001</b>

A composição do intangível é como segue:

Intangível	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2017			2016
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
<b>Distribuição</b>	13,94%	<b>16.760</b>	<b>(10.914)</b>	<b>5.847</b>	<b>977</b>
Custo Histórico		10.671	(6.450)	4.221	420
Correção Monetária Especial		54	-	54	53
Reavaliação		6.036	(4.464)	1.572	504
<b>Administração</b>	20,00%	<b>56.978</b>	<b>(48.899)</b>	<b>8.079</b>	<b>911</b>
Custo Histórico		42.047	(34.367)	7.679	775
Correção Monetária Especial		-	-	-	-
Reavaliação		14.931	(14.532)	399	136
<b>Subtotal</b>		<b>73.738</b>	<b>(59.813)</b>	<b>13.925</b>	<b>1.888</b>
<b>Em Curso</b>		<b>11.285</b>	-	<b>11.285</b>	<b>1.258</b>
Distribuição		5.780	-	5.780	401
Administração		5.504	-	5.504	857
<b>Subtotal</b>		<b>11.285</b>	-	<b>11.285</b>	<b>1.258</b>
<b>Total</b>		<b>85.022</b>	<b>(59.813)</b>	<b>25.210</b>	<b>3.146</b>

A movimentação do imobilizado no exercício é demonstrada abaixo:

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor Bruto em 31/12/2016	Adição em função do agrupamento das distribuidoras	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2017	Valor Líquido em 31/12/2016
<b>Distribuição</b>	<b>136.800</b>	<b>1.411.247</b>	<b>180</b>	<b>(10.736)</b>	<b>42.795</b>	<b>(48)</b>	<b>1.580.238</b>	<b>32.239</b>	<b>(785.320)</b>	<b>794.918</b>	<b>77.403</b>
Terrenos	1.964	10.401	-	-	-	-	12.365	-	-	12.365	1.964
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	2.667	18.837	-	-	56	5	21.566	56	(11.913)	9.653	669
Máquinas e Equipamentos	127.187	1.363.528	180	(10.187)	38.785	(54)	1.519.440	28.779	(759.042)	760.398	73.697
Veículos	1.952	14.839	-	(549)	3.947	-	20.189	3.398	(8.838)	11.351	948
Móveis e Utensílios	3.029	3.641	-	-	7	-	6.677	7	(5.526)	1.151	124
<b>Administração</b>	<b>5.662</b>	<b>26.406</b>	<b>-</b>	<b>(318)</b>	<b>300</b>	<b>49</b>	<b>32.098</b>	<b>(19)</b>	<b>(22.322)</b>	<b>9.777</b>	<b>4.171</b>
Terrenos	1.719	1.886	-	-	-	-	3.604	-	-	3.604	1.719
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	1.132	2.371	-	-	-	-	3.504	-	(2.592)	912	674
Máquinas e Equipamentos	2.498	15.399	-	-	291	49	18.236	291	(13.784)	4.453	1.617
Veículos	201	4.984	-	(318)	-	-	4.867	(318)	(4.371)	496	63
Móveis e Utensílios	113	1.766	-	-	9	-	1.887	9	(1.576)	312	98
<b>Subtotal</b>	<b>142.462</b>	<b>1.437.653</b>	<b>180</b>	<b>(11.054)</b>	<b>43.095</b>	<b>-</b>	<b>1.612.336</b>	<b>32.221</b>	<b>(807.642)</b>	<b>804.695</b>	<b>81.573</b>
<b>Ativo Imobilizado em Curso</b>	<b>Valor Bruto em 31/12/2016</b>	<b>Adição em função do agrupamento das distribuidoras</b>	<b>Adições (A)</b>	<b>Baixas (B)</b>	<b>Transferências (C)</b>	<b>Reclassif.</b>	<b>Valor Bruto em 31/12/2017</b>	<b>Adições Líquidas (A)-(B)+(C)</b>	<b>Depreciação Acumulada</b>	<b>Valor Líquido em 31/12/2017</b>	<b>Valor Líquido em 31/12/2016</b>
<b>Distribuição</b>	<b>7.933</b>	<b>81.625</b>	<b>44.414</b>	<b>-</b>	<b>(38.577)</b>	<b>321</b>	<b>95.715</b>	<b>5.837</b>	<b>-</b>	<b>95.715</b>	<b>7.933</b>
Máquinas e Equipamentos	3.000	54.744	36.998	-	(38.090)	441	57.093	(1.092)	-	57.093	3.000
Outros	4.932	26.881	7.416	-	(487)	(120)	38.622	6.929	-	38.622	4.932
<b>Administração</b>	<b>495</b>	<b>4.335</b>	<b>1.880</b>	<b>-</b>	<b>(4.518)</b>	<b>(356)</b>	<b>1.836</b>	<b>(2.638)</b>	<b>-</b>	<b>1.836</b>	<b>495</b>
Máquinas e Equipamentos	183	462	494	-	(51)	(199)	890	443	-	890	183
Outros	312	3.873	1.385	-	(4.467)	(157)	946	(3.081)	-	946	312
<b>Subtotal</b>	<b>8.428</b>	<b>85.960</b>	<b>46.294</b>	<b>-</b>	<b>(43.095)</b>	<b>(35)</b>	<b>97.551</b>	<b>3.199</b>	<b>-</b>	<b>97.551</b>	<b>8.428</b>
<b>Total do Ativo Imobilizado</b>	<b>150.890</b>	<b>1.523.613</b>	<b>46.474</b>	<b>(11.054)</b>	<b>-</b>	<b>(35)</b>	<b>1.709.887</b>	<b>35.420</b>	<b>(807.642)</b>	<b>902.246</b>	<b>90.001</b>

A composição das adições ao ativo imobilizado em curso no exercício, por tipo de gastos capitalizado, é como segue:

Adições do Ativo Imobilizado em Curso 2017	Material/ Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Juros Capitalizados	Depreciação /Amortização	Outros Gastos	Total
<b>Imobilizado em Curso</b>	<b>22.978</b>	<b>15.176</b>	<b>481</b>	<b>496</b>	<b>21</b>	<b>1.704</b>	<b>40.856</b>
Terrenos	50	102	-	-	-	-	152
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	-	477	-	-	-	-	477
Máquinas e Equipamentos	22.029	13.077	441	470	21	1.696	37.735
Veículos	846	3	-	-	-	7	856
Móveis e Utensílios	44	-	-	-	-	-	44
A Ratear	9	1.518	40	26	-	-	1.592
<b>Outros - Estoque</b>	-	-	-	-	-	<b>5.438</b>	<b>5.438</b>
Desenvolvimento de Projetos	-	-	-	-	-	-	-
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	-	-	-	-	561	561
Material em Depósito	-	-	-	-	-	5.040,73	5.041
Compras em Andamento	-	-	-	-	-	209	209
Adiantamentos a Fornecedores	-	-	-	-	-	(373)	(373)
<b>Total das Adições</b>	<b>22.978</b>	<b>15.176</b>	<b>481</b>	<b>496</b>	<b>21</b>	<b>7.142</b>	<b>46.294</b>

A movimentação da conta Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição é como segue:

Distribuição - Máquinas e Equipamentos	Valor Bruto em 31/12/2016	Adição em função do agrupamento das distribuidoras	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)
<b>AIS Bruto</b>	<b>127.188</b>	<b>1.363.528</b>	<b>180</b>	<b>(10.187)</b>	<b>38.785</b>	<b>(54)</b>	<b>1.519.440</b>	<b>28.779</b>
Transformador de Distribuição	18.139	221.709	118	(3.383)	4.437	-	241.020	1.172
Medidor	14.940	120.956	-	(1.205)	2.793	-	137.484	1.588
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	11.476	426.459	21	(1.408)	8.053	(6)	444.595	6.666
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	35.797	277.310	41	(2.816)	16.106	(2)	326.437	13.332
Redes Alta Tensão (69 kV)	3.515	48.893	-	(13)	25	-	52.421	12
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	1.118	6.794	-	-	-	-	7.912	-
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	-	(146)	-	-	-	-	(146)	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	5.965	58.939	-	(418)	648	323	65.457	230
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	-	51.063	-	(286)	156	(19)	50.913	(131)
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	24.644	81.916	-	(110)	873	21	107.345	764
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	-	14.813	-	-	-	-	14.813	-
Demais Máquinas e Equipamentos	11.595	54.822	-	(547)	5.693	(372)	71.191	5.146

A composição do intangível é como segue:

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2016	Adição em função do agrupamento das distribuidoras	Adições (A)	Transferências (B)	Reclassif. (*)	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições Líquidas (A)+(B)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31/12/2017	Valor Líquido em 31/12/2016
<b>Ativo Intangível em Serviço</b>										
<b>Distribuição</b>	<b>3.786</b>	<b>12.946</b>	-	<b>180</b>	<b>(152)</b>	<b>16.760</b>	<b>180</b>	<b>(10.914)</b>	<b>5.847</b>	<b>977</b>
Servidões	668	2.131	-	-	-	2.799	-	-	2.799	668
Softwares	2.952	8.700	-	180	(152)	11.680	180	(9.932)	1.748	201
Outros	166	2.115	-	-	-	2.282	-	(982)	1.299	108
<b>Administração</b>	<b>4.105</b>	<b>49.915</b>	-	<b>2.806</b>	<b>152</b>	<b>56.978</b>	<b>2.806</b>	<b>(48.899)</b>	<b>8.079</b>	<b>911</b>
Softwares	4.077	165	-	2.647	152	7.040	2.647	(48.899)	(41.860)	882
Outros	29	49.750	-	159	-	49.938	159	(0)	49.939	29
<b>Subtotal</b>	<b>7.892</b>	<b>62.861</b>	-	<b>2.985</b>	-	<b>73.738</b>	<b>2.985</b>	<b>(59.813)</b>	<b>13.925</b>	<b>1.888</b>
<b>Ativo Intangível em Curso</b>										
<b>Distribuição</b>	<b>402</b>	<b>4.650</b>	<b>814</b>	<b>(84)</b>	<b>(1)</b>	<b>5.780</b>	<b>730</b>	-	<b>5.780</b>	<b>402</b>
Servidões	-	1.536	-	-	-	1.536	-	-	1.537	-
Outros	402	3.113	814	(84)	(1)	4.243	730	-	4.244	402
<b>Administração</b>	<b>857</b>	<b>5.749</b>	<b>1.764</b>	<b>(2.901)</b>	<b>37</b>	<b>5.504</b>	<b>(1.138)</b>	-	<b>5.504</b>	<b>857</b>
Outros	857	5.749	1.764	(2.901)	37	5.504	(1.138)	-	5.504	857
<b>Subtotal</b>	<b>1.258</b>	<b>10.398</b>	<b>2.578</b>	<b>(2.985)</b>	<b>35</b>	<b>11.284</b>	<b>(408)</b>	-	<b>11.285</b>	<b>1.258</b>
<b>Total do Ativo Intangível</b>	<b>9.150</b>	<b>73.259</b>	<b>2.578</b>	-	<b>35</b>	<b>85.022</b>	<b>2.578</b>	<b>(59.813)</b>	<b>25.210</b>	<b>3.146</b>

As principais taxas anuais de depreciação/amortização por macro atividade, de acordo com a Resolução ANEEL nº 674 de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

	<b>Taxas anuais de depreciação (%)</b>
<b>Distribuição</b>	
Chave Seccionador, Tensão Igual ou Superior a 69kV	3,33%
Chave Seccionador, Tensão Inferior a 69kV	6,67%
Condutor Classe de Tensão Igual ou Superior a 69kV	2,70%
Condutor Classe de Tensão Inferior a 69kV	3,57%
Estrutura Poste	3,57%
Estrutura Torre	2,70%
Medidor Eletromecânico	4,00%
Medidor Eletrônico	7,69%
Painel, Mesa de Comando e Cubículo	3,57%
Regulador de Tensão, Igual ou Superior a 69kV	3,45%
Regulador de Tensão, Inferior 69kV	4,35%
Religador	4,00%
Transformador de Distribuição	4,00%
Transformador de Força	2,86%
<b>Administração central</b>	
Software	20,00%
Equipamento Geral de Informática	16,67%
Equipamento Geral	6,25%
Veículos	14,29%
Edificações - Outras	3,33%

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. O ato normativo que regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica concede autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

## ( 12 ) FORNECEDORES

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Encargos de Uso da Rede Elétrica	13.654	4.172
Suprimento de Energia Elétrica	77.140	10.784
Materiais e serviços	21.385	3.643
Outros	1.540	247
<b>Total</b>	<b><u>113.719</u></b>	<b><u>18.846</u></b>

## ( 13 ) EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

A composição de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures é como segue:

	<u>Encargos</u>	<u>Principal</u>		<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
	<u>Circulante</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>		
Empréstimos e financiamentos	40.186	148.295	153.897	342.376	50.948
Debêntures	135	32.481	-	32.616	-
<b>Total</b>	<b><u>40.320</u></b>	<b><u>180.775</u></b>	<b><u>153.897</u></b>	<b><u>374.992</u></b>	<b><u>50.948</u></b>

### 13.1 Encargos de Dívidas, Empréstimos e Financiamentos

	Saldo em 31/12/2016	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e MTM	Varição cambial	Encargos pagos	Agupamento das distribuidoras	Saldo em 31/12/2017
<b>Mensuradas ao custo</b>								
<b>Moeda nacional</b>								
Investimento	8.067	483	(2.831)	3.385	-	(3.136)	41.072	47.038
Instituições financeiras	26.435	-	(14.528)	15.977	-	(11.987)	165.069	180.963
Mtuos passivos	-	-	-	-	-	-	46.780	46.780
Outros	9	-	(511)	54	-	(54)	501	-
<b>Total ao custo</b>	<b>34.511</b>	<b>483</b>	<b>(17.870)</b>	<b>19.416</b>	<b>-</b>	<b>(15.177)</b>	<b>253.422</b>	<b>274.781</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>								
<b>Moeda estrangeira</b>								
Instituições financeiras	16.556	-	-	2.479	1.044	(2.184)	49.323	67.219
Marcação a mercado	(98)	-	-	146	-	-	528	577
<b>Total ao valor justo</b>	<b>16.458</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.625</b>	<b>1.044</b>	<b>(2.184)</b>	<b>49.851</b>	<b>67.796</b>
<b>Gastos com captação</b>	<b>(21)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>68</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(249)</b>	<b>(202)</b>
<b>Total</b>	<b>50.948</b>	<b>483</b>	<b>(17.870)</b>	<b>22.109</b>	<b>1.044</b>	<b>(17.361)</b>	<b>303.023</b>	<b>342.376</b>

	Remuneração anual	Condições de amortização	Garantias	31/12/2017				31/12/2016				
				Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		Total
				Encargos	Principal	Encargos	Principal	Encargos	Principal	Encargos	Principal	
<b>Mensuradas ao custo</b>												
<b>Moeda nacional</b>												
<b>BNDES - Investimento</b>												
CCB - Santander	TJLP + 3,1%	96 Parcelas mensais a partir de junho de 2014	Aval da CPFL Energia	11	622	2.126	2.759	6	269	-	1.189	1.464
CCB - Santander	Cesta de Moedas + 2,1%	96 Parcelas mensais a partir de junho de 2014	Aval da CPFL Energia	3	243	831	1.077	2	105	-	465	572
FINEM	Pré fixado 6%	111 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia	38	2.304	12.674	15.017	6	322	-	2.094	2.422
FINEM	SELIC + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia	5	1.975	4.444	6.424	1	303	-	983	1.287
FINEM	TJLP + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia	36	3.254	7.322	10.613	8	544	-	1.769	2.321
FINAME	TJLP + 3,29%	36 parcelas mensais a partir de mar de 2019	Aval da CPFL Energia	22	35	1.721	1.778	-	-	-	-	-
FINAME	SELIC + 3,63%	36 parcelas mensais a partir de mai de 2019	Aval da CPFL Energia	-	-	5	5	-	-	-	-	-
FINAME	TJLP + 3,29%	36 parcelas mensais a partir de dez de 2018	Aval da CPFL Energia	7	-	1.315	1.322	-	-	-	-	-
FINAME	Selic + 3,63%	36 parcelas mensais a partir da dez de 2018	Aval da CPFL Energia	-	-	7	7	-	-	-	-	-
FINAME	TJLP + 3,39%	96 parcelas mensais a partir de jun de 2019	Aval da CPFL Energia	1	-	57	58	-	-	-	-	-
FINAME	TJLP + 3,29%	36 parcelas mensais a partir de fev de 2019	Aval da CPFL Energia	31	63	2.521	2.616	-	-	-	-	-
FINAME	TJLP + 3,29%	36 parcelas mensais a partir de fev 2019	Aval da CPFL Energia	3	-	485	488	-	-	-	-	-
FINAME	TJLP + 3,39%	96 parcelas mensais a partir de jul 2019	Aval da CPFL Energia	2	-	105	107	-	-	-	-	-
CCB - Santander	Cesta de Moedas + 1,99%	96 Parcelas mensais a partir de outubro de 2015	Aval da CPFL Energia	3	211	1.001	1.215	-	-	-	-	-
CCB - Santander	TJLP + 2,99% (*)	96 Parcelas mensais a partir de outubro de 2015	Aval da CPFL Energia	13	609	2.892	3.515	-	-	-	-	-
FINAME	TJLP + 3,39%	96 parcelas mensais a partir de mai 2019	Aval da CPFL Energia	-	-	41	41	-	-	-	-	-
<b>Instituições financeiras</b>												
Banco do Brasil - Capital de giro	104,90% do CDI (*)	02 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Aval da CPFL Energia	38.757	56.925	-	95.682	378	725	1.135	2.175	4.413
Banco IBM - Capital de giro	100,00% do CDI	14 Parcelas semestrais a partir de dezembro de 2012	Aval da CPFL Energia	-	8.538	4.572	13.110	-	4.290	-	6.436	10.726
Banco IBM - Capital de giro	CDI + 0,1%	12 Parcelas semestrais a partir de outubro de 2014	Aval da CPFL Energia	3	10.169	15.272	25.444	2	3.223	-	8.072	11.297
Banco IBM - Capital de giro	CDI + 0,27% (*)	12 Parcelas semestrais a partir de junho de 2015	Aval da CPFL Energia	-	1.908	3.832	5.740	-	-	-	-	-
Banco IBM - Capital de giro	CDI + 0,27%	12 Parcelas semestrais a partir de março de 2015	Aval da CPFL Energia	11	7.976	16.017	24.004	-	-	-	-	-
Banco IBM - Capital de giro	CDI + 1,33% (*)	8 parcelas semestrais a partir de janeiro de 2016	Aval da CPFL Energia	33	2.557	2.591	5.181	-	-	-	-	-
Banco IBM - Capital de giro	CDI + 0,27% a 1,33% (*)	12 parcelas semestrais a partir de junho de 2015	Aval da CPFL Energia	21	2.573	3.555	6.149	-	-	-	-	-
Banco IBM - Capital de giro	CDI + 1,27%	8 parcelas semestrais a partir de fevereiro 2017	Aval da CPFL Energia	24	1.852	3.775	5.651	-	-	-	-	-
<b>Outros</b>												
ELETRORÁS	RGR + 6%	Parcelas mensais a partir de junho de 2007	Recebeis e Notas Promissórias	-	-	-	-	-	8	-	-	8
Mtuos Passivos	CDI	Parcela única em Janeiro/18	Não há	100	46.680	-	46.780	-	-	-	-	-
<b>Total mensuradas ao custo</b>				<b>39.124</b>	<b>148.494</b>	<b>87.161</b>	<b>274.781</b>	<b>403</b>	<b>9.790</b>	<b>1.135</b>	<b>23.183</b>	<b>34.510</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>												
<b>Moeda estrangeira</b>												
Scotiabank	US\$ + 3,37% (*)	Parcela única em Julho de 2019	Aval da CPFL Energia e Nota Promissória	1.060	-	66.160	67.220	261	-	-	16.296	16.557
Marcação a mercado				-	-	577	577	-	-	-	(98)	(98)
<b>Total moeda estrangeira - mensuradas ao valor justo</b>				<b>1.060</b>	<b>-</b>	<b>66.737</b>	<b>67.797</b>	<b>261</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>16.198</b>	<b>16.459</b>
Gastos com captação (a)				-	(202)	-	(202)	0	(13)	-	(8)	(21)
<b>Total</b>				<b>40.184</b>	<b>148.292</b>	<b>153.897</b>	<b>342.376</b>	<b>664</b>	<b>9.777</b>	<b>1.135</b>	<b>39.372</b>	<b>50.948</b>

(\*) 100,1% a 110% do CDI

Swap convertendo o custo da operação de variação de moeda para variação da taxa de juros em reais, correspondendo a:

(\*) 109,1% do CDI a.a.

(a) Conforme CPC 08, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas mensuradas a custo.

Existem alguns empréstimos e financiamentos que não possuem saldos em 31 de dezembro de 2016, no entanto os mesmos não constam nas adições do exercício. Estes empréstimos e financiamentos foram tomados antes de 2016 nas empresas que foram incorporadas à Companhia no processo de agrupamento das concessões.

Conforme segregado no quadro acima, a Companhia, em consonância com os CPC's 38 e 39, classificou suas dívidas como (i) outros passivos financeiros (ou mensuradas ao custo amortizado) e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros dos empréstimos e financiamentos mensurados ao valor justo, tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas dívidas, de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo da dívida designada ao valor justo totalizava R\$ 67.797 (R\$ 16.459 em 31 de dezembro de 2016).

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia. Em 31 de dezembro de 2017 as perdas acumuladas obtidas na marcação a mercado das referidas dívidas de R\$ 577 (ganhos de R\$ 98 em 31 de dezembro de 2016), reduzidos dos ganhos obtidos com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos, de R\$ 160 (perdas de R\$ 80 em 31 de dezembro de 2016), contratados para proteção da variação cambial (nota 27), geraram uma perda líquida de R\$ 417 (ganho de R\$ 18 em 31 de dezembro de 2016).

Os saldos de principal dos empréstimos e financiamentos registrados no passivo não circulante, têm vencimentos assim programados:

<u>Ano de vencimento</u>	
2019	109.058
2020	29.153
2021	7.243
2022	3.603
2023	2.962
2024 a 2028	1.301
<b>Subtotal</b>	<b>153.320</b>
Marcação a mercado	577
<b>Total</b>	<b>153.897</b>

Os principais índices utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos e a composição do perfil de endividamento em moeda nacional e estrangeira, já considerando os efeitos de conversão dos instrumentos derivativos estão abaixo demonstrados:

<u>Indexador</u>	<u>Varição acumulada</u>		<u>% da dívida</u>	
	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
TJLP	7,00	7,50	8,50	8,35
CDI	6,89	13,63	84,16	84,19
Outros			7,34	7,46
			100,00	100,00

### Condições restritivas

#### Moeda estrangeira – Lei nº 4.131 (Bank of Nova Scotia)

As captações em moeda estrangeira realizadas através da Lei 4.131 estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da controladora CPFL Energia a manutenção de

determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos, calculados semestralmente.

Os índices exigidos são os seguintes: (i) Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, máximo de 3,75 e (ii) EBITDA dividido pelo resultado financeiro mínimo de 2,25.

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

Diversos empréstimos e financiamentos da Companhia estavam sujeitos à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da controladora CPFL Energia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas, Camargo Corrêa e Previ permanecesse de forma direta ou indiretamente no bloco de controle da controladora CPFL Energia.

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

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

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que todas as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2017.

#### Adições no exercício:

#### Moeda nacional:

**BNDES – (Investimento - U314 e Selic)** – A Companhia e as empresas incorporadas obtiveram a aprovação e liberação de financiamento junto ao BNDES em 2017 no montante de R\$ 6.556, através do Banco Safra, que faz parte de uma linha de crédito do FINAME, com juros que serão pagos trimestralmente. Os recursos captados foram destinados para o plano de investimentos da Companhia. Não há condições restritivas.

### 13.2 Debêntures e Encargos de Debêntures

	Saldo em 31/12/2016	Encargos, atualização monetária e MTM	Encargos pagos	Agrupamento das distribuidoras	Saldo em 31/12/2017
Debêntures	-	4.753	(5.931)	33.813	32.635
Gastos com emissão	-	8	-	(27)	(19)
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>4.761</b>	<b>(5.931)</b>	<b>33.786</b>	<b>32.616</b>

	Quantidade em circulação	Remuneração anual	Taxa efetiva a.a.	Condições de amortização	Garantias	31/12/2017	
						Agrupamento das distribuidoras	Total
<b>1ª Emissão</b>							
1ª Emissão - Série Única - CLFS11	650	CDI + 1,40%	CDI + 1,52%	02 Parcelas anuais a partir de junho de 2017	Fiança da CPFL Energia	32.635	32.635
Gastos com captação (a)						(19)	(19)
						<b>32.616</b>	<b>32.616</b>

(a) Conforme CPC 08, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas.

## Condições restritivas

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

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

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

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

Em função da mudança do controle acionário da controladora CPFL Energia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores da controladora CPFL Energia e suas controladas diretas e indiretas, bem como empreendimentos controlados em conjunto, a não decretação dos vencimentos antecipados das referidas debêntures, os quais passaram a incluir a State Grid International Development Limited ou qualquer entidade controlada direta ou indiretamente pela State Grid Corporation of China como exceção para não antecipação dos seus vencimentos.

O não cumprimento das restrições mencionadas podem ocasionar inadimplência contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato.

A Administração da Companhia e da controladora CPFL Energia monitoram esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2017.

### 13.3 Composição do Endividamento e Dívida Líquida - R\$ Mil

	Encargos Circulante e Não Circulante	Principal		31/12/2017	31/12/2016
		Circulante	Não Circulante		
<b>Dívida Bruta</b>	<b>40.222</b>	<b>180.874</b>	<b>155.063</b>	<b>376.158</b>	<b>52.104</b>
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	39.027	101.814	87.160	228.001	34.510
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	1.059	-	66.737	67.796	16.459
Mútuos Passivos	100	46.680	-	46.780	-
Debêntures	135	32.500	-	32.635	-
Gastos com Captação	-	(221)	-	(221)	(21)
Derivativos a Pagar	-	-	1.167	1.167	1.156
<b>Ativos Financeiros</b>	<b>-</b>	<b>(17.974)</b>	<b>-</b>	<b>(17.974)</b>	<b>(11.544)</b>
Alta Liquidez	-	(17.974)	-	(17.974)	(11.544)
Derivativos a Receber	-	-	-	-	-
<b>Dívida Líquida</b>	<b>40.222</b>	<b>162.900</b>	<b>155.063</b>	<b>358.185</b>	<b>40.560</b>

#### ( 14 ) ENCARGOS SETORIAIS

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	137	12	-	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE (nota 20.3)	11.066	2.595	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	14.348	498	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	7.610	2.208	3.622	528
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	5.157	1.129	4.432	295
EPE / FNDCT	188	15	-	-
	<b>38.505</b>	<b>6.456</b>	<b>8.054</b>	<b>823</b>

**Conta de desenvolvimento energético – CDE** – Refere-se: (i) a quota anual de CDE para o exercício de 2017 no montante de R\$ 5.785 (R\$ 1.433 em 31 de dezembro de 2016), (ii) quota destinada à devolução do aporte de CDE do período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014 no montante de R\$ 1.778 (R\$ 190 em 31 de dezembro de 2016) e (iii) quota destinada à devolução do aporte da Conta no Ambiente de Contratação Regulada (“conta ACR”) do período de fevereiro a dezembro de 2014, no montante de R\$ 3.503 (R\$ 972 em 31 de dezembro de 2016). Em 2017 a Companhia efetuou o encontro de contas do montante a pagar de CDE e o contas a receber da CDE (nota 10) no valor de R\$ 41.

**Bandeiras tarifárias e outros** – Refere-se basicamente ao montante a ser repassado para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”), cujo valor a receber foi registrado através da emissão das faturas de energia (20.5).

**( 15 ) TRIBUTOS**

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	19.770	3.922
Programa de integração social - PIS	1.287	182
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	5.981	836
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	632	1.039
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	362	-
Outros	1.419	193
<b>Total</b>	<b><u>29.451</u></b>	<b><u>6.171</u></b>

**( 16 ) PROVISÃO PARA LITÍGIOS E DEPÓSITOS JUDICIAIS**

	<u>31/12/2017</u>		<u>31/12/2016</u>	
	<u>Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas</u>	<u>Depósitos judiciais</u>	<u>Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas</u>	<u>Depósitos judiciais</u>
<b>Trabalhistas</b>	9.238	6.962	184	126
<b>Cíveis</b>	2.535	612	415	6
<b>Fiscais</b>				
Imposto de renda	2.920	4	739	-
Outras	11.008	19.847	2.452	3.716
	<u>13.927</u>	<u>19.851</u>	<u>3.191</u>	<u>3.716</u>
<b>Outros</b>	3.782	-	196	-
<b>Total</b>	<b><u>29.482</u></b>	<b><u>27.424</u></b>	<b><u>3.986</u></b>	<b><u>3.848</u></b>

A movimentação das provisões para litígios está demonstrada a seguir:

	<u>Saldo em 31/12/2016</u>	<u>Adição em função do agrupamento das distribuidoras</u>	<u>Adições</u>	<u>Reversões</u>	<u>Pagamentos</u>	<u>Atualização monetária</u>	<u>Saldo em 31/12/2017</u>
Trabalhistas	184	8.946	954	(229)	(636)	19	9.238
Cíveis	415	2.245	1.125	(319)	(1.124)	193	2.535
Fiscais	3.191	9.660	487	(66)	(2)	657	13.927
Outros	196	2.234	1.701	-	(519)	171	3.782
<b>Total</b>	<b><u>3.986</u></b>	<b><u>23.085</u></b>	<b><u>4.267</u></b>	<b><u>(614)</u></b>	<b><u>(2.281)</u></b>	<b><u>1.040</u></b>	<b><u>29.482</u></b>

As provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e outros foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processos em que a Companhia é parte, cuja probabilidade de perda é provável na opinião dos assessores legais externos e da Administração da Companhia.

O sumário dos principais assuntos pendentes relacionados a litígios, processos judiciais e autos de infração é como segue:

(i) **Trabalhistas** - As principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, verbas rescisórias e outras reivindicações).

(ii) **Cíveis:**

**Danos pessoais** - Refere-se, principalmente, a pleitos de indenizações relacionados a acidentes ocorridos na rede elétrica da Companhia, danos a consumidores, acidentes com veículos, entre outros.

**Majoração tarifária** - Corresponde a vários pleitos de consumidores industriais, devido a reajustes impostos pelas Portarias DNAEE n.ºs. 38 e 45, de 27 de fevereiro e 4 de março de 1986, respectivamente, quando estava em vigor o congelamento de preços do “Plano Cruzado”.

(iii) **Fiscais:**

**Imposto de renda** – Refere-se a discussões com objetivo de afastar a cobrança do adicional de CSLL, nos moldes instituídos pelo art. 6º da MP nº 1.807/99 e posteriores reedições.

**Outras** - Refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrentes das operações da Companhia, relacionados basicamente a assuntos fiscais envolvendo CPMF.

(iv) **Outros:**

Refere-se principalmente a ações relacionadas à natureza regulatória.

**Perdas possíveis:** A Companhia é parte em outros processos e riscos, nos quais a Administração, suportada por seus consultores jurídicos externos, acredita que as chances de êxito são possíveis, ou seja, é mais provável do que não de que não haja desembolso para estes casos devido a uma base sólida de defesa para os mesmos, e, por este motivo, nenhuma provisão sobre os mesmos foi constituída. Estas questões não apresentam, ainda, tendência nas decisões por parte dos tribunais ou qualquer outra decisão de processos similares consideradas como prováveis ou remotas.

As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2017 e 2016 estavam assim representadas:

	31/12/2017	31/12/2016	Principais causas
<b>Trabalhistas</b>	23.475	1.411	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
<b>Cíveis</b>	10.538	292	danos pessoais e majoração tarifária
<b>Fiscais</b>	187.837	13.830	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS, Imposto de Renda e Contribuição Social
<b>Regulatório</b>	166	100	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
<b>Total</b>	<b>222.017</b>	<b>15.632</b>	

No tocante às contingências trabalhistas, a Companhia informa que há discussão a respeito da possibilidade de alteração do índice de correção adotado pela Justiça do Trabalho. Atualmente há decisão do STF que suspende a alteração levada a efeito pelo TST, a qual pretendia alterar o índice atual praticado pela Justiça do Trabalho (“TR”) pelo IPCA-E. A Suprema Corte considerou que a decisão do TST conferiu interpretação extensiva ilegítima e descumpriu a modulação de efeitos de precedentes anteriores, além de usurpar sua competência para decidir matéria constitucional. Diante de tal decisão, e até que haja decisão definitiva publicada pelo STF, continua válido o índice atual praticado pela Justiça do Trabalho (“TR”), o qual tem sido reconhecido pelo TST em decisões recentes. Desta forma, a Administração da Companhia considera como possível o risco de eventuais perdas, e, em função do assunto ainda demandar definição por parte do Judiciário, não é possível estimar com razoável segurança os montantes envolvidos. Adicionalmente, de acordo com a Lei n.º 13.467 de 11 de novembro de 2017, a TR é o índice de correção da Justiça do Trabalho a partir da vigência da norma.

A Administração da Companhia, baseada na opinião de seus assessores legais externos, acredita que os montantes provisionados refletem a melhor estimativa corrente.

**( 17 ) OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES**

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Consumidores e concessionárias	2.757	237	-	-
Fundo de reversão	-	-	3.763	-
Adiantamentos	236	52	70	8
Descontos tarifários - CDE	4.887	27	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	371	42	-	-
Convênios de arrecadação (nota 10)	2.856	337	-	-
Outros	571	67	998	109
<b>Total</b>	<b>11.678</b>	<b>762</b>	<b>4.831</b>	<b>117</b>

**Consumidores e concessionárias:** As obrigações com consumidores referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos além de participações de consumidores no Programa de Universalização.

**Fundo de reversão:** Refere-se a recursos derivados da reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal nº 41.019/57), aplicado pela Companhia na expansão do serviço público de energia elétrica. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorrerá de acordo com determinações do poder concedente.

**Adiantamentos:** Refere-se a adiantamentos realizados por consumidores para execução de obras e serviços.

**Descontos tarifários – CDE:** Refere-se à diferença entre o desconto tarifário concedido aos consumidores e os valores recebidos via CDE.

**Juros sobre empréstimo compulsório:** Referem-se a repasse de recursos oriundos da Eletrobrás aos consumidores industriais.

**Convênios de arrecadação -** Referem-se a convênios firmados com prefeituras e empresas para arrecadação através da conta de energia elétrica e posterior repasse de valores referentes à contribuição de iluminação pública, jornais, assistência médica, seguros residenciais, entre outros.

**( 18 ) OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA**

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. Segue a composição destas obrigações:

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

Obrigações Especiais	Valor Bruto em 31/12/2016	Adição em função do agrupamento das distribuidoras	Adições (A)	Transferências (B)	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições Líquidas (A)+(B)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2017
<b>Em serviço</b>	<b>20.233</b>	<b>213.571</b>	<b>17</b>	<b>4.933</b>	<b>238.754</b>	<b>4.950</b>	<b>(108.321)</b>	<b>130.433</b>
Participação da União, Estados e Municípios	20	3.179	-	-	3.199	-	(806)	2.393
Participação Financeira do Consumidor	13.766	161.114	17	709	175.606	726	(99.461)	76.145
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	2.446	32.788	-	4.224	39.458	4.224	(6.261)	33.197
Pesquisa e Desenvolvimento	-	296	-	-	296	-	(35)	261
Outros	<b>4.000</b>	<b>16.195</b>	-	-	<b>20.195</b>	-	<b>(1.757)</b>	<b>18.438</b>
Ultrapassagem de demanda	1.389	5.711	-	-	7.100	-	(611)	6.489
Excedente de reativos	2.611	10.484	-	-	13.095	-	(1.146)	11.949
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>	<b>(6.435)</b>	<b>(99.810)</b>	<b>(2.076)</b>	-	<b>(108.321)</b>	<b>(2.076)</b>	-	-
Participação da União, Estados e Municípios	(6)	(780)	(21)	-	(806)	(21)	-	-
Participação Financeira do Consumidor	(6.055)	(91.918)	(1.488)	-	(99.461)	(1.488)	-	-
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(174)	(5.773)	(314)	-	(6.261)	(314)	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	-	(33)	(2)	-	(35)	(2)	-	-
Outros	<b>(200)</b>	<b>(1.306)</b>	<b>(251)</b>	-	<b>(1.757)</b>	<b>(251)</b>	-	-
Ultrapassagem de demanda	(69)	(454)	(88)	-	(611)	(88)	-	-
Excedente de reativos	(131)	(852)	(163)	-	(1.146)	(163)	-	-
<b>Em curso</b>	<b>617</b>	<b>7.876</b>	<b>3.375</b>	<b>(4.933)</b>	<b>6.936</b>	<b>(1.558)</b>	-	<b>6.936</b>
Participação da União, Estados e Municípios	-	107	-	-	107	-	-	107
Participação Financeira do Consumidor	48	3.142	2.160	(2.382)	2.968	(222)	-	2.968
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	521	-	1.533	(2.054)	-	(521)	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	-	289	-	-	289	-	-	289
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	(1)	1.648	6	-	1.653	6	-	1.653
Valores Pendentes de Recebimento	50	2.690	(323)	(497)	1.919	(821)	-	1.919
<b>Total</b>	<b>14.415</b>	<b>121.637</b>	<b>1.316</b>	-	<b>137.369</b>	<b>1.316</b>	<b>(108.321)</b>	<b>137.369</b>

O saldo da reavaliação regulatória das obrigações especiais, bem como a taxa média de amortização são conforme o quadro abaixo:

Obrigações Especiais 2017	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Total
<b>Em serviço</b>	<b>3,81%</b>	<b>147.447</b>	<b>91.307</b>	<b>238.754</b>
Participação da União, Estados e Municípios		3.199	-	3.199
Participação Financeira do Consumidor		84.299	91.307	175.606
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		39.458	-	39.458
Pesquisa e Desenvolvimento		296	-	296
Outros		<b>20.195</b>	-	<b>20.195</b>
Ultrapassagem de demanda		7.100	-	7.100
Excedente de reativos		13.095	-	13.095
<b>(-) Amortização Acumulada</b>		<b>(57.744)</b>	<b>(50.577)</b>	<b>(108.321)</b>
Participação da União, Estados e Municípios		(806)	-	(806)
Participação Financeira do Consumidor		(48.884)	(50.577)	(99.461)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(6.261)	-	(6.261)
Pesquisa e Desenvolvimento		(35)	-	(35)
Outros		<b>(1.757)</b>	-	<b>(1.757)</b>
Ultrapassagem de demanda		(611)	-	(611)
Excedente de reativos		(1.146)	-	(1.146)
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>89.702</b>	<b>40.730</b>	<b>130.433</b>

## ( 19 ) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O capital social da Companhia está assim distribuído em 31 de dezembro de 2017 e 2016:

31/12/2017 - Quantidade de ações				
Acionistas	Ordinárias	Total	%	
CPFL Energia S/A	359.058.396	359.058.396	100,00	
<b>Total</b>	<b>359.058.396</b>	<b>359.058.396</b>	<b>100,00</b>	

31/12/2016 - Quantidade de ações				
Acionistas	Ordinárias	Preferenciais	Total	%
CPFL Energia S/A	197.547.527	11.746.789	209.294.316	100,00
<b>Total</b>	<b>197.547.527</b>	<b>11.746.789</b>	<b>209.294.316</b>	<b>100,00</b>

### 19.1 Aumento de capital

Através da Assembleia Geral Extraordinária ("AGE") de 31 de dezembro de 2017, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia, no valor total de R\$ 149.764, em decorrência da incorporação, com emissões de ações, passando a totalidade do capital social de R\$ 20.632, para R\$ 170.396, dividido em 359.058.396 ações ordinárias nominais sem valor nominal, totalmente integralizadas e de titularidade da acionista CPFL Energia S.A., que detém a totalidade das ações.

## 19.2 Reserva de lucros

O saldo em 31 de dezembro de 2017 está assim composto:

- (e) Reserva legal no montante de R\$ 24.707;
- (f) Reserva de retenção de lucros para investimento de R\$ 18.041;
- (g) Reserva estatutária – reforço de capital de giro: Para este exercício, considerando o atual cenário macro com uma incipiente retomada econômica e, também considerando as incertezas quanto à hidrologia, a Administração da Companhia está propondo a destinação de R\$ 71.558 à reserva estatutária - reforço de capital de giro;
- (h) Reserva de capital no montante de R\$ 6.148.

## 19.3 Resultado abrangente acumulado:

### Reserva de Reavaliação:

O saldo de R\$ 89.190 corresponde aos efeitos registrados relativos ao reconhecimento da base de remuneração regulatória de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23/02/2010. Em 2017 o incremento de R\$ 78.997 refere-se ao agrupamento de concessões conforme mencionado nota 1.2.

## 19.4 Distribuição de dividendo

Na AGO de 26 de abril de 2017 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2016, através de declaração de dividendo adicional proposto no montante de R\$ 2.186, atribuindo-se para cada lote de mil ações o valor de R\$ 10,385732920 para ações ordinárias e R\$ 11,424306300 para ações preferenciais.

## 19.5 Destinação do lucro líquido societário do exercício

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.

Para este exercício, a Administração da Companhia está propondo a distribuição do saldo do lucro líquido acumulado, através de:

- b) declaração de juros sobre capital próprio no montante de R\$ 8.109 (R\$ 6.893 líquido de IRRF) sendo atribuído para cada lote de mil ações ordinárias o valor de R\$ 22,5846149 (R\$ 19,196922680 líquido de IRRF) referentes aos resultados acumulados até o segundo semestre de 2017, imputado ao dividendo mínimo obrigatório do exercício.

<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>11.720</b>
Realização da reserva de correção monetária especial "CME"	10
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	1.923
Reserva de retenção de dividendo não distribuído	42.643
<b>Lucro líquido base para destinação</b>	<b>56.296</b>
Reserva legal	3.115
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(45.072)
Juros sobre capital próprio proposto	(8.109)

**( 20 ) RECEITA/INGRESSO**

Receita Bruta	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2017	2016 (*)	2017	2016	2017	2016
<b>Fornecimento - Faturado</b>	<b>446.817</b>	<b>40.519</b>	<b>671.548</b>	<b>450.092</b>	<b>206.297</b>	<b>132.944</b>
Residencial	388.349	35.958	210.636	89.145	68.988	27.212
Industrial	3.517	641	233.188	271.366	73.362	81.421
Comercial	25.608	3.052	102.879	51.998	33.508	15.711
Rural	24.308	437	49.442	5.594	10.535	1.057
Poder público	3.893	318	15.215	4.858	4.805	1.413
Iluminação pública	500	23	29.712	12.819	5.899	2.173
Serviço público	642	90	30.476	14.312	9.199	3.957
<b>Consumo próprio</b>	<b>109</b>	<b>6</b>	<b>647</b>	<b>421</b>	-	-
<b>Suprimento Faturado</b>			<b>76.813</b>	<b>36.549</b>	<b>19.636</b>	<b>5.487</b>
<b>Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado</b>					<b>183.696</b>	<b>102.327</b>
Consumidores Cativos					152.868	87.898
Consumidores Livres					30.828	14.429
<b>Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado</b>					<b>(3.908)</b>	<b>1.641</b>
<b>Ativos e Passivos Financeiros Setoriais</b>					<b>16.207</b>	<b>(15.200)</b>
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					20.698	(11.907)
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução					(2.642)	(1.267)
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.					(1.848)	(2.026)
<b>Outras Receitas Vinculadas</b>					<b>17.763</b>	<b>2.835</b>
Serviços Cobráveis					285	122
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					17.478	2.714
<b>Total</b>	<b>446.926</b>	<b>40.525</b>	<b>749.009</b>	<b>487.062</b>	<b>439.691</b>	<b>230.033</b>

**20.1 Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos**

No procedimento de regulação tarifária (“Proret”), no sub módulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária. Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de setembro de 2015 essa obrigação especial passou a ser amortizada, e os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser apropriados em ativos e passivos financeiros setoriais e somente serão amortizados quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica.

Em 7 de fevereiro de 2012 a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (“ABRADEE”) conseguiu a suspensão dos efeitos da REN nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADEE. A Companhia está aguardando o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Esses valores foram provisionados em obrigações especiais as quais estão sendo amortizadas, apresentados líquidos no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25.

**20.2 Revisão Tarifária Periódica (“RTP”), Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) e Ajuste para reversão do Encargo de Energia de Reserva (“EER”) de Angra III**

A ANEEL aprovou por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.214, de 28 de março de 2017 a republicação das Tarifas de Energia – TE e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, com o objetivo de devolução da previsão do Encargo Energia de Reserva (“EER”) da central geradora Usina Termo Nuclear (“UTN”) Almirante Álvaro Alberto – Unidade III (Angra III). As tarifas resultantes desta reversão ficaram vigentes somente em abril de 2017, no entanto, como o período de leitura do faturamento de cada unidade consumidora não coincide com o mês civil, essa redução se deu na receita faturada de abril e maio de 2017, tendo seu impacto diluído entre os dois períodos. O efeito médio percebido pelos consumidores da Companhia e das empresas incorporadas foi conforme demonstrado no quadro a seguir (conforme divulgado na REH):

<b>Empresa</b>	<b>REH</b>	<b>Percepção do consumidor</b>
Companhia Jaguari de Energia	2.214	-16,49%
Companhia Luz e Força Santa Cruz	2.214	-13,41%
Companhia Leste Paulista de Energia	2.214	-14,81%
Companhia Sul Paulista de Energia	2.214	-14,29%
Companhia Luz e Força de Mococa	2.214	-14,71%

Em 21 de março de 2017, a ANEEL fixou a revisão das tarifas da Companhia e das empresas incorporadas a partir de 22 de março de 2017, conforme demonstrado no quadro a seguir (conforme divulgado nas REH) em relação ao último evento tarifário ordinário (RTP/2016):

<b>Empresa</b>	<b>REH</b>	<b>Percepção do consumidor</b>
Companhia Jaguari de Energia	2.213	-8,42%
Companhia Luz e Força Santa Cruz	2.211	-10,37%
Companhia Leste Paulista de Energia	2.210	-3,28%
Companhia Sul Paulista de Energia	2.209	-4,15%
Companhia Luz e Força de Mococa	2.212	-2,56%

Em 22 de março de 2016, a ANEEL publicou a REH nº 2.028, que fixou a revisão das tarifas da Companhia a partir de 22 de março de 2016, na média em 29,46% sendo 17,01% referentes ao reposicionamento tarifário econômico e 12,45% relativos aos componentes financeiros em relação ao último evento tarifário ordinário (RTA/2015). O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 13,25% (conforme divulgado na REH) quando comparado à RTA ocorrida em fevereiro de 2015.

Através da REH nº 2.017 de 2 de fevereiro de 2016 a ANEEL prorrogou a vigência das tarifas de energia da Companhia até 21 de março de 2016, em função da renovação da concessão e da alteração da data de seu processo tarifário, de 03 de fevereiro para 22 de março.

### **20.3 Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários - liminares**

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2017, foi registrada receita de R\$ 17.478 (R\$ 2.714 em 2016), sendo (i) R\$ 1.378 (R\$ 242 em 2016) referentes à subvenção baixa renda; (ii) R\$ 15.918 (R\$ 2.472 em 2016) referentes a outros descontos tarifários, em contrapartida ao contas a receber – CDE e (iii) R\$ 182 de desconto tarifário – liminares. Estes itens foram registrados em contrapartida a outros créditos na rubrica contas a receber – CDE (nota 10).

### **20.4 Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)**

A ANEEL, por meio das REH nº 2.202, de 7 de fevereiro de 2017, alterada pela REH nº 2.204 de 07 de março de 2017, estabeleceu as quotas anuais definitivas da CDE vigentes do ano de 2017. Essas quotas contemplam: (i) quota anual da conta CDE – USO; e (ii) quota CDE – Energia, referente a parte dos aportes CDE recebidos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica no período de janeiro de 2013 a janeiro de 2014, que deverá ser recolhida dos consumidores e repassada à Conta CDE em até cinco anos a partir da RTE de 2015. Adicionalmente, por meio da REH nº 2004, de 15 de dezembro de 2015, a ANEEL estabeleceu mais uma quota destinada à amortização da Conta ACR, cujos valores foram atualizados pela REH nº 2.231 de 25 de abril de 2017, com recolhimento e repasse à Conta CDE para o período tarifário de março de 2017 a fevereiro de 2018.

## 20.5 Bandeiras tarifárias

O sistema de aplicação das Bandeiras Tarifárias foi criado por meio da REN nº 547/2013, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015. Tal mecanismo pode refletir o custo real das condições de geração de energia elétrica no país, principalmente relacionado à geração térmica, ESS de segurança energética, risco hidrológico e exposição involuntária das distribuidoras de energia elétrica. A bandeira verde indica condições favoráveis e a tarifa não sofre acréscimo. A bandeira amarela indica condições menos favoráveis e a bandeira vermelha sendo segregada em dois patamares, é acionada em condições mais custosas, tendo acréscimo na tarifa de R\$ 1,00 e R\$ 3,00 e R\$ 5,00, (antes dos efeitos tributários), respectivamente, para cada 100 KWh consumidos, reajustados conforme decisão proferida pela Diretoria Colegiada na instauração da Audiência Pública nº 61/2017, a partir de 1º novembro de 2017.

No exercício de 2017 a Companhia faturou dos seus consumidores o montante de R\$ 19.642 (R\$ 4.718 em 2016) de Bandeira Tarifária, registrados na rubrica “Bandeiras tarifárias e outros”.

Em 2017, a ANEEL homologou as Bandeiras Tarifárias faturadas de dezembro de 2016 a outubro de 2017. O montante faturado homologado foi de R\$ 13.262, registrados na rubrica “Bandeiras tarifárias e outros”. Deste montante R\$ 8.077 foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8), R\$ 5.185 foram repassados para a conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias (“CCRBT”); e R\$ 14.343, referente a bandeira tarifária, faturada em novembro e dezembro de 2017 e não homologado, está registrado em encargos setoriais (nota 15).

### ( 21 ) CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS DA PARCELA A

	MWh		R\$ mil	
	2017	2016	2017	2016
<b><u>Energia comprada para revenda</u></b>				
Energia de Itaipu Binacional	182.340	109.627	36.243	21.201
Energia de curto prazo	6.159	-	836	-
PROINFA	17.358	11.766	4.962	3.811
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	625.086	410.530	128.456	60.139
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(15.771)	(7.877)
<b>Subtotal</b>	<b>830.944</b>	<b>531.923</b>	<b>154.726</b>	<b>77.276</b>
<b><u>Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição</u></b>				
Encargos da rede básica			33.031	8.921
Encargos de transporte de itaipu			3.034	556
Encargos de conexão			1.551	852
Encargos de uso do sistema de distribuição			879	-
Encargos de serviço do sistema - ESS			(10.460)	3.822
Encargos de energia de reserva - EER			-	1.196
Crédito de PIS e COFINS			(2.593)	(1.420)
<b>Subtotal</b>			<b>25.442</b>	<b>13.927</b>
<b>Total</b>			<b>180.168</b>	<b>91.203</b>

**( 22 ) PESSOAL E ADMINISTRADORES**

<b>Pessoal e Administradores</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
<b><u>Pessoal</u></b>		
Remuneração	7.952	3.386
Encargos	2.123	903
Previdência privada - Corrente	148	72
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	7	1
Programa de demissão voluntária	1	-
Despesas rescisórias	686	47
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	952	381
Outros benefícios - Corrente	2.266	641
Outros (a)	74	(231)
<b>Subtotal</b>	<b>14.209</b>	<b>5.199</b>
<b><u>Administradores</u></b>		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	784	328
Benefícios dos administradores	666	206
<b>Subtotal</b>	<b>1.451</b>	<b>534</b>
<b>Total</b>	<b>15.660</b>	<b>5.733</b>

(a) Capitalização de despesas com pessoal para ordens de investimentos "ODI"

## ( 23 ) RESULTADO FINANCEIRO

	2017	2016
<b>Receitas</b>		
Rendas de aplicações financeiras	1.009	1.936
Acréscimos e multas moratórias	3.653	1.868
Atualização de créditos fiscais	140	147
Atualização de depósitos judiciais	320	219
Atualizações monetárias e cambiais	1.820	340
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	113	174
Atualizações de ativo financeiro setorial	6.345	4.272
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(583)	(442)
Outros	375	312
<b>Total</b>	<b>13.191</b>	<b>8.826</b>
<b>Despesas</b>		
Encargos de dívidas	(4.087)	(3.571)
Atualizações monetárias e cambiais	(6.140)	(3.657)
(-) Juros capitalizados	496	76
Atualizações de passivo financeiro setorial	(8.545)	(3.984)
Outros	(1.580)	(1.675)
<b>Total</b>	<b>(19.857)</b>	<b>(12.811)</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(6.666)</b>	<b>(3.984)</b>

Os juros foram capitalizados a uma taxa média 8,09% a.a. em 2017 (7,50% a.a. de janeiro a março de 2016 e 8,09% a.a. de abril a dezembro de 2016) sobre os ativos intangíveis qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

A rubrica de despesas de atualizações monetárias e cambiais contempla os efeitos das perdas com instrumentos derivativos no montante de R\$ 404 no exercício de 2017 (R\$ 9.963 no exercício de 2016) (nota 27).

## ( 24 ) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2017, as seguintes empresas como acionistas controladores:

- State Grid Brazil Power Participações S.A.

Companhia controlada indiretamente pela State Grid Corporation of China, companhia estatal chinesa cujo principal negócio é desenvolver e operar empresas no setor energético.

- ESC Energia S.A.

Companhia controlada pela State Grid Brazil Power Participações S.A.

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores e coligadas, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influências significativas sobre a Companhia.

**As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:**

- a) **Intangível, materiais e prestação de serviços** - Refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição, e contratação de serviços como construção civil e consultoria em informática.

- b) **Contrato de mútuo** – Refere-se a contratos realizados com a controladora CPFL Energia e a coligada CPFL Geração de Energia cujas condições contratuais eram de 110,0% do CDI, liquidado em 2018.
- c) **Compra e venda de energia no mercado regulado e encargos** – A Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo poder concedente. A Companhia também adquire energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

Para zelar para que as operações comerciais com partes relacionadas sejam realizadas em condições usuais de mercado, a controladora CPFL Energia possui um “Comitê de Partes Relacionadas”, formado por representantes dos acionistas controladores, da controladora e por um membro independente, que analisa as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2017, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 1.451 (R\$ 534 em 2016). Este valor é composto por R\$ 881 (R\$ 432 em 2016) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 26 (R\$ 17 em 2016) de benefícios pós-emprego e R\$ 544 (R\$ 85 em 2016) de outros benefícios de longo prazo, e referem-se a valores registrados pelo regime de competência.

As transações com as entidades sob controle comum (controladas da State Grid Corporation of China) referem-se basicamente a encargos de uso do sistema de transmissão, incorridos e pagos pela Companhia.

Transações entre partes relacionadas envolvendo acionistas controladores da CPFL Energia, são como seguem:

<u>Empresas</u>	<u>Despesa/custo</u> <u>2017</u>
<b>Encargos - Rede Básica</b>	
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid)	1.383

As informações comparativas abaixo referem-se ao período em que os acionistas controladores indiretos eram aqueles anteriores à mudança de controle para a State Grid Corporation of China.

<b>Empresas</b>	<b>Ativo</b>	<b>Passivo</b>	<b>Receita</b>	<b>Despesa/custo</b>
	<b>31/12/2016</b>	<b>31/12/2016</b>	<b>2016</b>	<b>2016</b>
<b>Saldo bancário e aplicação financeira</b>				
Banco do Brasil S.A.	117	-	-	1
<b>Empréstimos e financiamentos</b>				
Banco do Brasil S.A.	-	4.413	-	567
<b>Outras operações financeiras</b>				
Banco do Brasil S.A.	-	12	3	66
<b>Intangível, materiais e prestação de serviço</b>				
Banco do Brasil S.A.	-	-	-	2
HM 02 Empreendimento Imobiliário SPE Ltda.	-	-	45	-
Renovias Concessionária S.A.	-	-	-	4
Samm - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda	-	-	3	-
<b>Compra e venda de energia e encargos</b>				
AES TIETE S/A	-	-	-	3.220
Aflente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	-	-	-	9
Aliança Geração de Energia S.A	-	-	-	37
Norte Energia S.A.	-	42	-	557
SE Narandiba S.A.	-	-	-	1
Serra do Facão Energia S.A. - SEFAC	-	-	-	109

Transações entre partes relacionadas envolvendo controladas e controladas em conjunto da CPFL Energia S.A., são como seguem:

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	2017	2016	2017	2016
<b>Alocação de despesas entre empresas</b>								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	3	-	-	-	8	1
Companhia Paulista de Força e Luz	22	21	138	16	-	-	84	(85)
Companhia Piratininga de Força e Luz	12	8	82	8	-	-	102	(28)
Companhia Luz e Força Santa Cruz	-	1	-	3	-	-	-	39
Companhia Leste Paulista de Energia	-	-	-	3	-	-	-	(8)
Companhia Sul Paulista de Energia	-	-	-	-	-	-	-	(10)
Companhia Luz e Força de Mococa	-	17	-	15	-	-	-	125
Rio Grande Energia S.A.	7	6	3	-	-	-	(109)	(107)
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	5	-	-	-	16	6
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	13	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	(16)	(11)
Nect Serviços Administrativos Ltda.	1	-	2	-	-	-	(12)	-
<b>Arrendamento e aluguel</b>								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	12	8
Companhia Luz e Força Santa Cruz(*)	-	-	-	-	-	16	-	-
Companhia Leste Paulista de Energia(*)	-	-	-	-	-	20	-	-
Companhia Sul Paulista de Energia(*)	-	-	-	-	-	21	-	-
Companhia Luz e Força de Mococa(*)	-	-	-	-	-	9	-	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	7	-	-	-	19	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	8	8	-	-	50	33	-	-
<b>Contrato Mútuo</b>								
CPFL Energia S.A.	-	-	46.780	-	-	-	199	90
<b>Dividendo/Juros sobre o capital próprio</b>								
CPFL Energia S.A.	-	-	38.877	6.115	-	-	-	-
<b>Intangível, materiais e prestação de serviço</b>								
Companhia Paulista de Força e Luz	265	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	#VALOR!	1.563	1.227	239	-	1	2.173	873
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	19	-	204	19	-	-	583	149
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	64	147	-	-	2.904	1.452
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	-	9
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	203	332	-	-	3.606	790
<b>Compra e venda de energia e encargos</b>								
CPFL Comercialização Brasil S.A.	-	-	14	-	-	-	28	-
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	2	-	230	73	-	-
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	2.204	364	-	-	7.882	5.852
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	119	-	-	-	157	-
CPFL Centrais Geradoras Ltda.	-	-	-	1	28	-	(1)	1
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	5	-	-	-	9	-
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	18	-	-	-	36	-
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	31	28	-	-	250	233
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	10	9	-	-	121	157
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	3	1
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	3	-
<b>Outras operações financeiras</b>								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	47	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	1	-	65	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	-	-	-	-	3	-
NECT Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	14	-
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	-	-	-	-	8	-

(\*) Os saldos do ativo e passivo e as operações de resultado após 31/10/2017 estão apresentadas na Companhia Jaguarí de Energia em função do agrupamento.

## ( 25 ) SEGUROS

A Companhia mantém contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. As principais coberturas de seguros são:

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apólice</u>	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016 (*)</u>
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	185.063	25.821
Transporte	Transporte nacional	17.011	2.100
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	23.994	2.720
Automóveis	Cobertura compreensiva	155	-
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	175.000	20.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	39.871	930
	Responsabilidade civil dos administradores e outros	790.000	180.000
<b>Total</b>		<b>1.231.093</b>	<b>231.571</b>

(\*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

Para o seguro de responsabilidade civil dos administradores, a importância segurada é compartilhada entre as empresas do Grupo CPFL Energia. O prêmio é pago individualmente por cada empresa envolvida, sendo o faturamento base de critério do rateio.

## ( 26 ) GESTÃO DE RISCOS

Os negócios da Companhia compreendem principalmente distribuição de energia elétrica. Como concessionária de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas da Companhia são reguladas pela ANEEL.

### Estrutura do gerenciamento de risco

A gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração e Fiscal da controladora CPFL Energia, Comitês de Assessoramento, Diretoria Executiva, Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos e áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos que descreve o modelo de gestão de riscos assim como as atribuições de cada agente.

Compete ao Conselho de Administração da controladora CPFL Energia deliberar sobre as metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites. Adicionalmente, cabe a este fórum, tomar conhecimento e acompanhar eventuais importantes fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes acompanhando planos propostos pela Diretoria Executiva para saná-los.

Cabe ao(s) Comitê(s) de Assessoramento do Conselho de Administração da controladora CPFL Energia, desempenhando seu(s) papel(is) de órgão(s) técnico(s), tomar conhecimento (i) dos modelos de monitoramento dos riscos, (ii) das exposições aos riscos e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo a gestão de riscos.

Ao Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia compete, entre outros, certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras aos quais a Companhia está exposta bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

À Diretoria Executiva da Companhia cabe a condução dos negócios dentro dos limites de risco definidos, devendo esta tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição aos riscos exceda tais limites e reportar eventuais ultrapassagens ao Conselho de Administração da controladora CPFL Energia,

apresentando ações de mitigação.

A Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos na Companhia, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvam a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais a Companhia está exposta.

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

#### **Os principais fatores de risco de mercado que afetam os negócios são como seguem:**

**Risco de taxa de câmbio:** Esse risco decorre da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de *swap*. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 27. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas.

**Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação:** Esse risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 27.

**Risco de crédito:** O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Mesmo sendo muito pulverizado, o risco é gerenciado através do monitoramento da inadimplência, ações de cobrança e corte de fornecimento.

**Risco de sub/sobrecontratação:** Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual a Companhia e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. A Companhia pode ficar impossibilitada de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas situações: (i) quando o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) quando o nível de contratos for inferior a 100% desta energia demandada. No primeiro caso a energia contratada acima dos 105% é vendida na CCEE e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão. No segundo caso, além da Companhia ser obrigada a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuir garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, há uma penalidade por insuficiência de lastro contratual. Essas situações podem ser mitigadas se as distribuidoras fizerem jus a exposições ou sobras involuntárias.

**Risco quanto à escassez de energia:** A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001.

As condições de armazenamento do Sistema Interligado Nacional ("SIN") permitiram a geração de energia ao longo de 2017 sem riscos de abastecimento, apesar do nível baixo do armazenamento no subsistema Nordeste. A melhora da condição do armazenamento do SIN, associada à entrada em operação de novas unidades geradoras hidrelétricas na região Norte e a disponibilidade de geração termelétrica, reduzem de forma importante a probabilidade de cortes de carga por razões energéticas.

**Risco de aceleração de dívidas:** A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

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

### Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros

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

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

## ( 27 ) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os instrumentos financeiros, marcados a valores justos e/ou cujo valor contábil é diferente materialmente do respectivo valor justo, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são, como segue:

	Nota Explicativa	Categoria	Mensuração	Nível(*)	31/12/2017	
					Contábil	Valor Justo
<b>Ativo</b>						
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 1	17.967	17.967
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	7	7
					<u>17.974</u>	<u>17.974</u>
<b>Passivo</b>						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	(c)	(1)	Nível 2 (***)	227.800	198.122
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos(**)	13	(a)	(2)	Nível 2	67.796	67.796
Mútuos passivos	13	(a)	(2)	Nível 2	46.780	46.780
Debêntures - principal e encargos	13	(c)	(1)	Nível 2 (***)	32.616	32.729
Derivativos	27	(a)	(2)	Nível 2	1.167	1.167
					<u>376.159</u>	<u>346.594</u>

(\*) Refere-se a hierarquia para determinação do valor justo

(\*\*) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou uma perda de R\$ 146 em 2017 (uma perda de R\$ 402 e

(\*\*\*) Apenas para fins de divulgação de acordo com o CPC 40 (R1) / IFRS 7

Os instrumentos financeiros cujos valores contábeis se aproximam dos valores justos, devido à sua natureza, na data destas demonstrações financeiras, são:

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias; (ii) contas a receber – CDE; (iii) serviços prestados a terceiros; (iv) convênios de arrecadação e (v) ativo financeiro setorial;

- Passivos financeiros: (i) fornecedores; (ii) taxas regulamentares; (iii) consumidores e concessionárias e permissionárias; (iv) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, (v) Empresa de Pesquisa Energética - EPE; (vi) Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL; (vii) convênios de arrecadação; (viii) descontos tarifários – CDE e (ix) passivo financeiro setorial.

Adicionalmente, não houve em 2017 transferências entre os níveis de hierarquia de valor justo.

#### a) Valorização dos instrumentos financeiros

Conforme mencionado na nota 4, o valor justo de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate), trazido a valor presente pelo fator de desconto (referente à data de vencimento do título), obtido da curva de juros de mercado em reais.

O CPC 40 (R1) requer a classificação em uma hierarquia de três níveis para mensurações a valor justo dos instrumentos financeiros, baseada em informações observáveis e não observáveis referentes à valorização de um instrumento financeiro na data de mensuração.

O CPC 40 (R1) também define informações observáveis como dados de mercado obtidos de fontes independentes e informações não observáveis que refletem premissas de mercado.

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

- Nível 1: preços cotados em mercado ativo para instrumentos idênticos;
- Nível 2: informações observáveis diferentes dos preços cotados em mercado ativo que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços);
- Nível 3: instrumentos cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

#### b) Instrumentos derivativos

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

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são *swaps* de moeda ou taxas de juros, sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pela Companhia possui prazos perfeitamente alinhados com as respectivas dívidas protegidas, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas para o registro contábil a valor justo (nota 13). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2017 a Companhia detinha as seguintes operações de *swap*, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia / Contrapartes	Valores de mercado (contábil)			Moeda / indexador	Vencimento final	Nocional	
	Passivo	Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos				Ganho (Perda) na marcação a mercado
<u>Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo</u>							
Hedge variação cambial							
Scotia Bank	(1.167)	(1.167)	(1.327)	160	dólar	07/2019	65.936
	<u>(1.167)</u>	<u>(1.167)</u>	<u>(1.327)</u>	<u>160</u>			

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 14 e 15.

	Saldo em 31/12/2016	Atualização monetária, variação cambial e MTM	Liquidação	Agrupamento das distribuidoras	Saldo em 31/12/2017
<b>Derivativos</b>					
Para dívidas designadas a valor justo	(1.076)	(5.527)	6.768	(1.493)	(1.327)
Marcação a mercado (*)	(80)	46	-	194	160
	<b>(1.156)</b>	<b>(5.481)</b>	<b>6.768</b>	<b>(1.299)</b>	<b>(1.167)</b>

(\*) Os efeitos no resultado de 2017 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos é ganho de R\$ 479 para as dívidas designadas a valor justo.

Conforme mencionado acima, a Companhia optou por marcar a mercado a dívida para qual possui instrumentos de derivativos totalmente atrelados (nota 13).

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratarem de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos da variação cambial e variação da taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2017 e 2016, os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda)	
	2017	2016
Variação cambial	(451)	(10.236)
Marcação a mercado	46	273
	<b>(404)</b>	<b>(9.963)</b>

### c) Análise de sensibilidade

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

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

#### c.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2017 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Redução (aumento)		
			Depreciação cambial (b)	cambial de 25%(c)	cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(70.089)		(3.168)	(21.482)	(39.796)
Derivativos - swap plain vanilla	68.574		3.099	21.017	38.936
<b>Total</b>	<b>(1.515)</b>	alta dólar	<b>(69)</b>	<b>(465)</b>	<b>(860)</b>

(a) A taxa de cambio considerada em 31/12/2017 foi de R\$ 3,31 para o dólar.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A., sendo a taxa de cambio considerada R\$ 3,46, e a depreciação cambial de 4,52%, referente ao dólar de 31/12/2017.

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela B3 S.A..

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

### c.2) Variação das taxas de juros

Supondo: (i) que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2017 fosse mantido, e (ii) que os respectivos indexadores anuais acumulados nos últimos 12 meses para esta data base, permaneçam estáveis (CDI 6,89% a.a.; TJLP 7,00% a.a., IPCA 2,76% a.a., e SELIC 9,70% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 22.225 (despesa de CDI R\$ 19.348, TJLP R\$ 1.630 e SELIC R\$ 1.247). Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Cenário provável (a)	Redução (aumento)	
				Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	2.530		(2)	41	84
Instrumentos financeiros passivos	(213.599)		171	(3.466)	(7.102)
Derivativos - swap plain vanilla	(69.741)		56	(1.132)	(2.319)
	<b>(280.810)</b>	alta CDI	<b>225</b>	<b>(4.557)</b>	<b>(9.337)</b>
	-		-	-	-
Instrumentos financeiros passivos	(23.293)		58	(335)	(728)
	<b>(23.293)</b>	alta TJLP	<b>58</b>	<b>(335)</b>	<b>(728)</b>
Ativos e passivos financeiros setoriais	(11.774)		334	536	738
Instrumentos financeiros passivos	(6.436)		183	293	404
	<b>(18.210)</b>	alta SELIC	<b>517</b>	<b>829</b>	<b>1.142</b>
<b>Total</b>	<b>(322.313)</b>		<b>800</b>	<b>(4.063)</b>	<b>(8.923)</b>

(a) Os índices de CDI, TJLP, IPCA e SELIC considerados de: 6,81%, 6,75%, 3,87% e 6,86% respectivamente, foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/08, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices no cenário provável.

### d) Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2017, considerando principal e juros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2017	Nota explicativa	Média ponderada das taxas de juros	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	12		113.441	247	31	-	-	-	113.719
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	13	7,22%	6.365	3.218	164.808	151.525	11.982	4.478	342.376
Derivativos	27		9	-	50	1.266	-	-	1.325
Debêntures - principal e encargos	13	7,90%	-	-	33.844	-	-	-	33.844
Encargos setoriais	14		25.551	-	-	-	-	-	25.551
Outros	17		1.496	4.306	626	-	-	3.763	10.191
Consumidores e concessionárias			1.397	1.361	-	-	-	-	2.758
EPE / FNDCT / PROCEL			-	188	626	-	-	-	814
Convênio de arrecadação			99	2.757	-	-	-	-	2.856
Fundo de reversão			-	-	-	-	-	3.763	3.763
<b>Total</b>			<b>146.862</b>	<b>7.771</b>	<b>199.359</b>	<b>152.791</b>	<b>11.982</b>	<b>8.241</b>	<b>527.006</b>

#### e) Risco de crédito

Caixa, equivalentes de caixa e derivativos são mantidos com bancos e instituições financeiras que possuem rating AA-.

O risco de crédito nas operações de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias é decorrente da exposição a perdas financeiras resultantes do descumprimento de obrigações financeiras pelas contrapartes. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

#### ( 28 ) COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DE CURTO PRAZO NO ÂMBITO DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE

Nos exercícios de 2017 e 2016, a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme a seguir demonstrado:

	2017		2016	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Compra	24.498	8.238	826	(209)
Compra estimada (*)	7.342	1.859	-	(1)
<b>Total</b>	<b>24.498</b>	<b>8.238</b>	<b>826</b>	<b>(210)</b>

(\*) Referente ao período de 1 de novembro de 2017 a 31 de dezembro de 2017  
(período de 1 de novembro de 2016 a 31 de dezembro de 2016)

	2017		2016	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Venda	24.498	8.238	36.537	5.485
Venda estimada (*)	13.847	5.326	12	2
<b>Total</b>	<b>38.345</b>	<b>13.564</b>	<b>36.549</b>	<b>5.487</b>

(\*) Referente ao período de 1 de novembro de 2017 a 31 de dezembro de 2017  
(período de 1 de novembro de 2016 a 31 de dezembro de 2016)

**Situação normal:** Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pela Companhia que tiveram excedente/falta de energia comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE foram determinados pela CCEE e referendados pela Companhia.

**Situação excepcional:** Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pela Companhia que tiveram excedente/falta de energia comercializados no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, são normalmente determinados pela CCEE. Como a CCEE tem um prazo de sessenta dias para disponibilização das informações relativas ao período de 1 de novembro de 2017 a 31 de dezembro de 2017, os valores foram estimados pela Companhia, com base em seus controles mantidos para essas operações.

## 29. REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO

### 29.1. Revisão Tarifária Periódica

Entre 12 de novembro de 2015 e 17 de dezembro de 2015, a ANEEL submeteu às Audiências Públicas nºs 71/2015, 72/2015, 70/2015, 69/2015 e 68/2015 a proposta referente à Quarta Revisão Tarifária Periódica das distribuidoras: CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa, CPFL Santa Cruz e CPFL Sul Paulista, respectivamente, a vigorar a partir de 3 de fevereiro de 2016.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabeleceu, por meio da Resolução Homologatória nº 2.017, de 02 de fevereiro de 2016, a prorrogação da vigência das tarifas de aplicação das concessionárias, vigentes a partir de 03 de fevereiro de 2015, até 21 de março de 2016.

Após análise das contribuições recebidas nas Audiências Públicas nºs 71/2015, 72/2015, 70/2015, 69/2015 e 68/2015 e com base no laudo de avaliação da base de remuneração regulatória e nos demais componentes da tarifa atualizados de acordo com a metodologia vigente dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, em 22 de março de 2016, foi homologado, por meio das Resoluções Homologatórias os resultados da quarta Revisão Tarifária Periódica – RTP das distribuidoras: CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa, CPFL Santa Cruz e CPFL Sul Paulista.

Assim, foram homologadas as novas tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição das Outorgadas, cujos reajustes médios são:

	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Mococa	CPFL Santa Cruz	CPFL Sul Paulista
Resolução Homologatória nº	2.028/16	2.029/2016	2.027/2016	2.026/2016	2.025/2016
Percepção dos consumidores/usuários/agentes supridos	13,25%	13,32%	9,02%	7,15%	12,82%
Percepção dos consumidores conectados na Alta Tensão	11,42%	10,27%	20,29%	-4,13%	6,33%
Percepção para os consumidores conectados na Baixa Tensão	17,14%	14,54%	4,99%	13,35%	17,05%

### 29.2. Reajuste Tarifário Anual e Revisão Tarifária Extraordinária

#### 29.2.1. 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 da inflação, ajustado pela aplicação do Fator X. Nos exercícios de Revisão Tarifária Periódica – RTP, como é o caso do exercício de 2016, não são realizados Reajustes Tarifários Anuais - RTA, uma vez que a revisão periódica já contempla a atualização dos componentes de Parcela A e Parcela B da concessionária.

No caso do exercício de 2017, a ANEEL estabeleceu por meio das Resoluções Homologatórias de 21 de março de 2017, as tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição resultantes do processo de reajuste tarifário de 2017. O efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores foram:

	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Mococa	CPFL Santa Cruz	CPFL Sul Paulista
Resolução Homologatória nº	2.213/17	2.210/17	2.212/17	2.211/17	2.209/17
Percepção dos consumidores/usuários/agentes supridos	-8,42%	-3,28%	-2,56%	-10,37%	-4,15%
Percepção dos consumidores conectados na Alta Tensão	-10,09%	-8,33%	-5,68%	-10,03%	-6,21%
Percepção para os consumidores conectados na Baixa Tensão	-5,31%	-1,15%	-1,24%	-10,52%	-3,05%

Adicionalmente a ANEEL aprovou por meio da Resolução Homologatória nº 2.214, de 28 de março de 2017, um ajuste na tarifa das distribuidoras de energia elétrica com o objetivo de reverter os efeitos da inclusão da parcela de Encargo de Energia de Reserva – EER correspondente à usina de Angra III. Exclusivamente no mês de abril de 2017 a tarifa foi reduzida para reverter os valores incluídos da usina Angra III no processo tarifário de 2016.

### **29.2.2. Revisão Tarifária Extraordinária**

A Revisão Tarifária Extraordinária pode ocorrer a qualquer momento, independentemente de reajustes e revisões, caso ocorram reduções ou aumentos significativos nos custos da concessionária ou criação/extinção de tributos e encargos posteriores à assinatura do contrato de concessão.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL publicou por meio da Resolução Homologatória nº 1.858 de 27 de fevereiro de 2015, em caráter extraordinário, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, com o objetivo de reestabelecer a cobertura tarifária das distribuidoras de energia elétrica frente ao significativo aumento da quota CDE de 2015 e do custo de compra de energia (tarifa e variação cambial de Itaipu e de leilões de energia existente e ajuste).

Em 07 de abril a ANEEL alterou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.870/2015, a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das distribuidoras CPFL Jaguarí, CPFL Leste Paulista, CPFL Mococa, CPFL Santa Cruz e CPFL Sul Paulista. Essa retificação foi necessária para alterar o valor das quotas mensais da CDE – energia referente à conta ACR, destinada à amortização das operações de crédito contratadas pela CCEE na gestão da conta ACR. As tarifas resultantes desta retificação entraram em vigor em 08 de abril de 2015 e estiveram vigentes até 21 de março de 2016.

### **29.3. Composição da Base de Remuneração Regulatória**

A Base de Remuneração Regulatória – BRR corresponde ao conjunto dos ativos das concessionárias em operação, vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, avaliados periodicamente a cada Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – CRTP, observando-se as seguintes diretrizes:

- a) Base Blindada - é composta pelos valores aprovados no laudo de avaliação do ciclo tarifário anterior, ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;
- b) Base Incremental - Corresponde a inclusão e avaliação dos investimentos realizados entre as data-bases do ciclo tarifário anterior e o processo de revisão do ciclo tarifário vigente;
- c) Os valores finais da BRR são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas no período incremental (item b);
- d) Considera-se como data-base do laudo de avaliação da BRR o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária vigente; e
- e) A base de remuneração é atualizada pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração veículos, edificações, hardwares e softwares. Estes ativos são remunerados por meio da Base de Anuidade Regulatória - BAR.

A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração, aprovado pelos Despachos de março de 2016.

Descrição	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Mococa	CPFL Santa Cruz	CPFL Sul Paulista
Resolução nº	606/2016	614/2016	602/2016	565/2016	613/2016
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	127.774	217.975	165.184	623.421	274.710
(2) Índice de Aproveitamento Integral	-	2.130	1.267	4.978	528
(3) Obrigações Especiais Bruta	19.349	20.168	19.185	127.012	38.764
(4) Bens Totalmente Depreciados	18.939	44.892	31.377	163.328	25.162
<b>(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)</b>	<b>89.487</b>	<b>150.784</b>	<b>113.355</b>	<b>328.104</b>	<b>210.256</b>
(6) Depreciação Acumulada	54.330	104.086	80.470	340.976	130.803
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	73.445	113.888	84.714	282.446	143.907
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	-	1.619	687	4.662	484
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	73.445	112.269	84.026	277.783	143.423
(10) Almoxarifado em Operação	335	437	444	957	682
(11) Ativo Diferido	-	-	-	-	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	14.032	12.578	13.025	87.076	22.102
(13) Terrenos e Servidões	2.571	1.481	671	2.564	1.693
<b>(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)</b>	<b>62.319</b>	<b>101.608</b>	<b>72.117</b>	<b>194.229</b>	<b>123.696</b>
(15) Saldo RGR PLPT	31	622	192	1.268	654
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-	-	-	-	-
(17) Taxa de Depreciação	3,76%	3,81%	3,77%	3,69%	3,77%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	3.365	5.745	4.273	12.115	7.927
(19) RC sem Obrigações Especiais	7.637	12.386	8.819	23.666	15.090
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	341	319	307	2.367	585
<b>(21) Remuneração do Capital (RC)</b>	<b>7.978</b>	<b>12.704</b>	<b>9.126</b>	<b>26.034</b>	<b>15.675</b>

#### 29.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - CAIMI.

O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS.

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI, aprovados pelas Resoluções Homologatórias de 22 de Março de 2016.

Descrição	CPFL Jaguari	CPFL Leste Paulista	CPFL Mococa	CPFL Santa Cruz	CPFL Sul Paulista
Resolução nº	2028/16	2029/16	2027/16	2026/16	2025/16
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	15.653	24.226	19.263	58.223	29.568
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	7.044	10.902	8.668	26.200	13.306
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	1.878	2.907	2.312	6.987	3.548
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	6.731	10.417	8.283	25.036	12.714
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	793	1.227	976	2.950	1.498
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	383	594	472	1.426	724
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	1.683	2.604	2.071	6.258	3.178
<b>(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)</b>	<b>2.859</b>	<b>4.425</b>	<b>3.518</b>	<b>10.634</b>	<b>5.401</b>

#### 29.5. Ajuste da Parcela B em Função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

De acordo com o Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET, no momento da Revisão Tarifária Periódica, os custos não gerenciáveis da Concessionária, a Parcela B, é ajustada por um fator de ajuste de mercado e um mecanismo de incentivo à qualidade, a serem aplicados ao Custo de Administração, Operação e Manutenção – CAOM e ao Custo Anual dos Ativos – CAA.

O índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, considera a mesma metodologia de cálculo do Componente Pd do Fator X, conforme submódulo 2.5 do PRORET, levando em conta os ganhos potenciais de produtividade entre o ano anterior à revisão tarifária, período de referência, e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes, que são os doze meses posteriores à revisão. Assim, o Fator de Ajuste de Mercado calculado para aplicação na revisão tarifária do 4CRTP da CPFL Jaguari é de 1,30%, CPFL Leste Paulista é de 1,19%, CPFL Mococa é de 1,30%, CPFL Santa Cruz é de 1,18% e CPFL Sul Paulista é de 1,17%.

Para o índice de ajuste do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, é considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Q do Fator X, conforme submódulo 2.5 do PRORET. Tal índice foi especificado de acordo com a variação dos indicadores apurados DEC e FEC, já expurgadas as causas externas à distribuidora, levando-se em consideração o desempenho da distribuidora com relação à qualidade do serviço prestado. Assim, o Fator de Ajuste de Qualidade calculado para aplicação na revisão tarifária do 4CRTP é de -0,64% da CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista é de -0,33%, CPFL Mococa é de -1,00%, CPFL Santa Cruz é de -0,33% e CPFL Sul Paulista é de 0,00%.

## ( 30 ) CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL E DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO

Para fins estatutários, a Companhia seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Companhia seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador e apresentada no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.

### 30.1 Balanço Patrimonial

	31/12/2017			31/12/2016		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>Ativo</b>						
<b>Ativo Circulante</b>	<b>358.919</b>	<b>(138.370)</b>	<b>220.548</b>	<b>66.496</b>	<b>(17.006)</b>	<b>49.490</b>
Caixa e Equivalentes de Caixa	17.974	-	17.974	11.544	-	11.544
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	162.801	-	162.801	30.236	-	30.236
Serviços em Curso	10.313	-	10.313	2.260	-	2.260
Tributos Compensáveis	8.899	-	8.899	3.680	-	3.680
Almoxarifado Operacional	2.631	-	2.631	303	-	303
Ativos Financeiros Setoriais	138.370	(138.370)	-	17.006	(17.006)	-
Despesas Pagas Antecipadamente	2.011	-	2.011	411	-	411
Outros Ativos Circulantes	15.918	-	15.918	1.055	-	1.055
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>1.013.308</b>	<b>(223.260)</b>	<b>790.048</b>	<b>105.748</b>	<b>(20.045)</b>	<b>85.704</b>
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	11.308	-	11.308	278	-	278
Tributos Compensáveis	12.458	-	12.458	726	-	726
Depósitos Judiciais e Cauções	27.424	-	27.424	3.848	-	3.848
Tributos Diferidos	-	-	-	5.518	1.751	7.269
Ativos Financeiros Setoriais	34.649	(34.649)	-	2.231	(2.231)	-
Despesas Pagas Antecipadamente	1	(1)	-	1	-	1
Ativo Financeiro da Concessão	-	20.489	20.489	-	5.380	5.380
Outros Ativos Não Circulantes	13	1	14	-	-	-
Imobilizado	902.246	(902.246)	-	90.001	(90.001)	-
Intangível	25.210	693.146	718.356	3.146	65.057	68.203
<b>Total do Ativo</b>	<b>1.372.226</b>	<b>(361.631)</b>	<b>1.010.596</b>	<b>172.244</b>	<b>(37.050)</b>	<b>135.194</b>

	31/12/2017			31/12/2016		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>Passivo</b>						
<b>Passivo Circulante</b>	<b>602.360</b>	<b>(138.370)</b>	<b>463.989</b>	<b>71.306</b>	<b>(17.006)</b>	<b>54.300</b>
Fornecedores	113.719	-	113.719	18.846	-	18.846
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	221.095	-	221.095	10.441	-	10.441
Obrigações Sociais e Trabalhistas	7.276	-	7.276	1.145	-	1.145
Tributos	29.451	-	29.451	6.171	-	6.171
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	38.877	-	38.877	6.115	-	6.115
Encargos Setoriais	38.505	-	38.505	6.456	-	6.456
Passivos Financeiros Setoriais	141.759	(138.370)	3.389	21.370	(17.006)	4.364
Outros Passivos Circulantes	11.678	-	11.678	762	-	762
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>395.584</b>	<b>(189.440)</b>	<b>206.144</b>	<b>67.285</b>	<b>(16.646)</b>	<b>50.639</b>
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	153.897	-	153.897	40.506	-	40.506
Provisão para Litígios	29.482	-	29.482	3.986	-	3.986
Encargos Setoriais	8.054	-	8.054	823	-	823
Tributos Diferidos	17.749	(17.422)	327	-	-	-
Passivos Financeiros Setoriais	43.034	(34.649)	8.385	6.281	(2.231)	4.050
Instrumentos Financeiros Derivativos	1.167	-	1.167	1.156	-	1.156
Outros Passivos Não Circulantes	4.831	-	4.831	117	-	117
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	137.369	(137.369)	-	14.415	(14.415)	-
<b>Total do Passivo</b>	<b>997.943</b>	<b>(327.811)</b>	<b>670.133</b>	<b>138.591</b>	<b>(33.652)</b>	<b>104.939</b>
<b>Patrimônio Líquido</b>						
Capital Social	170.396	-	170.396	20.632	-	20.632
Reservas de Capital	6.148	(5.586)	563	611	(525)	86
Outros Resultados Abrangentes	89.190	(89.190)	-	12.943	(12.943)	-
Reservas de Lucros	96.265	66.346	162.611	2.296	5.055	7.351
Lucros (Prejuízos) Acumulados	5.391	(5.391)	-	(5.015)	5.015	-
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais	6.893	-	6.893	2.186	-	2.186
<b>Total do Patrimônio Líquido</b>	<b>374.283</b>	<b>(33.820)</b>	<b>340.463</b>	<b>33.653</b>	<b>(3.398)</b>	<b>30.255</b>
<b>Total do Passivo e do Patrimônio Líquido</b>	<b>1.372.226</b>	<b>(361.631)</b>	<b>1.010.596</b>	<b>172.244</b>	<b>(37.050)</b>	<b>135.194</b>

A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes nos balanços patrimoniais apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória no exercício de 2017 e 2016:

**Saldos em 31 de dezembro de 2017:**

Reclassificações e ajustes 2017	Reclassificações										
	Regulatório	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigação Especial (b)	Outros Ativos Circulantes	Reavaliação Regulatória Compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	IR e CS Diferidos (31.3.5)	Societário
<b>Ativo</b>											
<b>Ativo Circulante</b>											
Ativos Financeiros Setoriais	138.370	(138.370)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ativo Não Circulante</b>											
Ativos Financeiros Setoriais	34.649	(34.649)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	10.406	-	-	-	-	10.083	-	-	20.489
Despesas Pagas Antecipadamente	1	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-
Outros Ativos Não Circulantes	13	-	-	-	-	1	-	-	-	-	14
Imobilizado	902.246	-	-	(728.351)	-	-	(173.895)	-	-	-	-
Intangível	25.210	-	(10.406)	728.351	(96.638)	-	(1.972)	-	73.811	-	718.356
	<b>1.100.489</b>	<b>(173.020)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(96.638)</b>	<b>-</b>	<b>(175.866)</b>	<b>10.083</b>	<b>73.811</b>	<b>-</b>	<b>738.858</b>
<b>Passivo</b>											
<b>Passivo Circulante</b>											
Passivos Financeiros Setoriais	141.759	(138.370)	-	-	-	-	-	-	-	-	3.389
<b>Passivo Não Circulante</b>											
Tributos diferidos	17.749	-	-	-	-	-	-	-	-	(17.422)	327
Passivos Financeiros Setoriais	43.034	(34.649)	-	-	-	-	-	-	-	-	8.385
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	137.369	-	-	-	(96.638)	-	(40.731)	-	-	-	-
	<b>339.912</b>	<b>(173.020)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(96.638)</b>	<b>-</b>	<b>(40.731)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(17.422)</b>	<b>12.101</b>
<b>Total</b>	<b>760.577</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(135.135)</b>	<b>10.083</b>	<b>73.811</b>	<b>17.422</b>	<b>726.757</b>

**Saldos em 31 de dezembro de 2016:**

Regulatório	Reclassificações				Ajustes				Societário	
	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (b)	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigação Especial (b)	Reavaliação Regulatória Compulsória (30.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (30.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (30.3.3)	IR e CS Diferidos (30.3.5)		
<b>Ativo</b>										
<b>Ativo Circulante</b>										
Ativos Financeiros Setoriais	17.006	(17.006)	-	-	-	-	-	-	-	-
Tributos diferidos	5.518	-	-	-	-	-	-	1.751	7.269	-
Ativos Financeiros Setoriais	2.231	(2.231)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	1.398	-	-	3.982	-	-	-	5.380
Imobilizado	90.001	-	-	(67.072)	(22.929)	-	-	-	-	-
Intangível	3.146	-	(1.398)	67.072	(10.458)	(640)	10.481	-	68.203	-
	<b>117.902</b>	<b>(19.236)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(10.458)</b>	<b>(23.569)</b>	<b>3.982</b>	<b>10.481</b>	<b>1.751</b>	<b>80.852</b>
<b>Passivo</b>										
<b>Passivo Circulante</b>										
Passivos Financeiros Setoriais	21.369	(17.006)	-	-	-	-	-	-	-	4.364
<b>Passivo Não Circulante</b>										
Passivos Financeiros Setoriais	6.280	(2.231)	-	-	-	-	-	-	-	4.050
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	14.415	-	-	-	(10.458)	(3.957)	-	-	-	-
	<b>42.065</b>	<b>(19.236)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(10.458)</b>	<b>(3.957)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8.413</b>
<b>Total</b>	<b>75.836</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(19.611)</b>	<b>3.982</b>	<b>10.481</b>	<b>1.751</b>	<b>72.438</b>

Conciliação do total do ativo societário e regulatório

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<b>Total do ativo conforme contabilidade societária</b>	<b>1.010.596</b>	<b>135.194</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:</b>		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	582.667	54.545
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(406.801)	(30.977)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(10.082)	(3.982)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	(73.811)	(10.481)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.5)	(17.422)	(1.750)
Estorno de reclassificação Passivos financeiros setoriais (a)	173.020	19.236
Reclassificação de obrigações especiais para o passivo (b)	96.638	10.458
Reclassificação de tributos diferidos (c)	17.422	-
<b>Total do ativo regulatório</b>	<b><u>1.372.226</u></b>	<b><u>172.244</u></b>

- (a) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias efetuamos o encontro de contas entre os ativos e passivos financeiros setoriais e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado na respectiva natureza em ativo ou passivo.
- (b) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidas no Ativo Intangível e para fins e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas a concessão do serviço público de energia elétrica.
- (c) Refere-se ao encontro de contas dos tributos diferidos seguindo o mesmo critério utilizado para as demonstrações contábeis societárias.

Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<b>Patrimônio líquido conforme contabilidade societária</b>	<b>340.463</b>	<b>30.255</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:</b>		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	491.360	47.548
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(356.224)	(27.936)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(10.082)	(3.982)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	(73.811)	(10.481)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.5)	(17.422)	(1.750)
<b>Patrimônio líquido regulatório</b>	<b><u>374.283</u></b>	<b><u>33.653</u></b>

## 30.2 Demonstração do Resultado do Exercício

	2017			2016		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário Reclassificado
<b>Receita / Ingresso</b>	<b>439.691</b>	<b>42.666</b>	<b>482.357</b>	<b>230.033</b>	<b>11.011</b>	<b>241.044</b>
Fornecimento de Energia Elétrica	202.389	-	202.389	134.584	-	134.584
Suprimento de Energia Elétrica	3.008	-	3.008	-	-	-
Energia Elétrica de Curto Prazo	16.628	-	16.628	5.487	-	5.487
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	183.696	-	183.696	102.327	-	102.327
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	16.207	-	16.207	(15.200)	-	(15.200)
Serviços Cobráveis	285	-	285	123	-	123
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	17.478	-	17.478	2.714	-	2.714
Outras Receitas	-	42.666	42.666	-	11.011	11.011
<b>Tributos</b>	<b>(112.081)</b>	<b>-</b>	<b>(112.081)</b>	<b>(65.277)</b>	<b>-</b>	<b>(65.277)</b>
ICMS	(71.046)	-	(71.046)	(43.721)	-	(43.721)
PIS-PASEP	(7.319)	-	(7.319)	(3.845)	-	(3.845)
COFINS	(33.714)	-	(33.714)	(17.710)	-	(17.710)
ISS	(1)	-	(1)	(1)	-	(1)
<b>Encargos - Parcela "A"</b>	<b>(69.287)</b>	<b>-</b>	<b>(69.287)</b>	<b>(39.155)</b>	<b>-</b>	<b>(39.155)</b>
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(1.302)	-	(1.302)	(638)	-	(638)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(1.302)	-	(1.302)	(638)	-	(638)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(44.793)	-	(44.793)	(32.113)	-	(32.113)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(395)	-	(395)	(161)	-	(161)
Outros Encargos	(21.495)	-	(21.495)	(5.604)	-	(5.604)
<b>Receita Líquida / Ingresso Líquido</b>	<b>258.324</b>	<b>42.666</b>	<b>300.990</b>	<b>125.602</b>	<b>11.011</b>	<b>136.613</b>
<b>Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"</b>	<b>(180.168)</b>	<b>-</b>	<b>(180.168)</b>	<b>(91.203)</b>	<b>-</b>	<b>(91.203)</b>
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(149.765)	-	(149.765)	(73.464)	-	(73.464)
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	(4.962)	-	(4.962)	(3.811)	-	(3.811)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(25.442)	-	(25.442)	(13.927)	-	(13.927)
<b>Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis</b>	<b>78.156</b>	<b>42.666</b>	<b>120.821</b>	<b>34.400</b>	<b>11.010</b>	<b>45.410</b>
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>	<b>(57.595)</b>	<b>(41.413)</b>	<b>(99.008)</b>	<b>(21.736)</b>	<b>(7.021)</b>	<b>(28.757)</b>
Pessoal e Administradores	(15.653)	(7)	(15.660)	(5.733)	-	(5.733)
Entidade de previdência privada	(7)	7	-	-	-	-
Material	(3.093)	-	(3.093)	(826)	-	(826)
Serviços de Terceiros	(19.796)	(0)	(19.797)	(6.385)	-	(6.385)
Arrendamento e Aluguéis	(261)	-	(261)	(150)	-	(150)
Seguros	(134)	-	(134)	(38)	-	(38)
Doações, Contribuições e Subvenções	(68)	-	(68)	(27)	-	(27)
Provisões	(6.460)	-	(6.460)	(635)	-	(635)
(-) Recuperação de Despesas	2.351	-	2.351	271	-	271
Tributos	(154)	-	(154)	(102)	-	(102)
Depreciação e Amortização	(11.724)	776	(10.949)	(5.389)	1.803	(3.586)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(3.647)	-	(3.647)	(1.219)	-	(1.219)
Outras Receitas Operacionais	4.056	(4.056)	-	2.163	(2.163)	-
Outras Despesas Operacionais	(3.004)	(38.132)	(41.136)	(3.665)	(6.661)	(10.326)
<b>Resultado da Atividade</b>	<b>20.561</b>	<b>1.253</b>	<b>21.814</b>	<b>12.662</b>	<b>3.991</b>	<b>16.653</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(6.666)</b>	<b>-</b>	<b>(6.666)</b>	<b>(3.984)</b>	<b>193</b>	<b>(3.791)</b>
Receitas Financeiras	13.191	(6.267)	6.924	8.826	(3.790)	5.036
Despesas Financeiras	(19.857)	6.267	(13.589)	(12.811)	3.984	(8.827)
<b>Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro</b>	<b>13.895</b>	<b>1.253</b>	<b>15.149</b>	<b>8.678</b>	<b>4.184</b>	<b>12.862</b>
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(3.003)	(426)	(3.429)	(3.452)	(1.423)	(4.875)
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>10.892</b>	<b>827</b>	<b>11.720</b>	<b>5.226</b>	<b>2.762</b>	<b>7.988</b>
Atribuível aos Acionistas Controladores	10.892	827	11.720	5.226	2.762	7.988

A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes na demonstração do resultado do exercício apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória no exercício de 2017 e 2016:

### Reclassificações e ajustes em 2017:

	Reclassificações						Ajustes				Societário
	Regulatório	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Outras receitas não vinculadas (a)	Ganho na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (a)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (a)	Variação cambial e atualização monetária	Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	IR e CS Diferidos (31.3.5)	
<b>Receita/Ingresso</b>											
Outras receitas	-	39.727	2.688	-	-	-	-	251	-	-	42.666
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>											
Depreciação e Amortização	(11.724)	-	-	-	-	-	2.924	-	(2.149)	-	(10.949)
Outras receitas operacionais	4.056	-	(2.688)	(1.368)	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(3.004)	(39.727)	-	1.368	-	-	1.243	-	(1.016)	-	(41.136)
<b>Resultado Financeiro</b>											
Receitas Financeiras	13.191	-	-	-	(6.345)	78	-	-	-	-	6.924
Despesas Financeiras	(19.857)	-	-	-	6.345	(78)	-	-	-	-	(13.590)
<b>Despesa com Impostos sobre o Lucro</b>	(3.003)	-	-	-	-	-	-	-	-	(426)	(3.429)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>10.892</b>	-	-	-	-	-	4.167	251	(3.165)	(426)	<b>11.720</b>

(a) Diferenças de práticas de apresentação entre normas contábeis societárias e regulatórias.

## Reclassificações e ajustes em 2016:

	Reclassificações					Ajustes					
	Regulatório	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Outras receitas não vinculadas (a)	Ganho na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (a)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (a)	Reavaliação regulatória compulsória (30.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (30.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (30.3.3)	PIS/COFINS Diferidos Expectativa de Fluxo de Caixa (30.3.4)	IR e CS Diferidos (30.3.5)	Societário
<b>Receita/Ingresso</b>											
Outras receitas	-	9.726	2.035	-	-	-	(750)	-	-	-	11.011
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>											
Depreciação e Amortização	(5.389)	-	-	-	-	2.022	-	(219)	-	-	(3.586)
Outras receitas operacionais	2.163	-	(2.035)	(128)	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(3.665)	(9.726)	-	128	-	3.228	-	(290)	-	-	(10.326)
<b>Resultado Financeiro</b>											
Receitas Financeiras	8.826	-	-	-	(3.984)	-	-	-	193	-	5.036
Despesas Financeiras	(12.811)	-	-	-	3.984	-	-	-	-	-	(8.827)
<b>Despesa com Impostos sobre o Lucro</b>											
	(3.452)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.423)	(4.875)
<b>Lucro Líquido</b>											
	5.226	-	-	-	-	5.250	(750)	(509)	193	(1.423)	7.988

(a) Diferenças de práticas de apresentação entre normas contábeis societárias e regulatórias.

Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
<b>Lucro líquido conforme contabilidade societária</b>	<b>11.720</b>	<b>7.988</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:</b>		
Reavaliação regulatória compulsória (30.3.1)	(2.925)	(3.228)
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (30.3.1)	(1.243)	(2.022)
Atualização do ativo financeiro da concessão (30.3.2)	(251)	750
Ajustes do ativo Intangível da concessão (30.3.3)	3.165	508
PIS/COFINS Diferidos sobre atualização do ativo financeiro da concessão (30.3.4)	-	(193)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (30.3.5)	426	1.423
<b>Lucro líquido regulatório</b>	<b><u>10.892</u></b>	<b><u>5.226</u></b>

### 30.3 Composição dos ajustes

#### 30.3.1 Reavaliação compulsória e Reavaliação compulsória – Depreciação

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010, as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica registram contabilmente, a título de reavaliação regulatória compulsória, o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada e baixas, decorrente da reavaliação regulatória compulsória efetuada, nos termos da legislação regulatória, em decorrência da última Revisão Tarifária. Esse ajuste é regulatório e não é aceito na contabilidade societária.

A composição dos saldos da reavaliação compulsória registrados em 31 de dezembro de 2017 e 2016, relativos ao ativo imobilizado, ativo intangível, obrigações especiais e os efeitos tributários para a Companhia, valores estes que estão de acordo com os montantes apresentados nas notas explicativas nºs 8, 11 e 18 deste relatório estão assim apresentados:

##### Saldos em 31 de dezembro de 2017:

	<u>Custo</u>	<u>Depreciação</u>	<u>Líquido</u>
Ativo imobilizado	561.699	(387.805)	173.895
Ativo intangível	20.968	(18.996)	1.972
Obrigações especiais	(91.307)	50.577	(40.730)
<b>Total</b>	<b>491.360</b>	<b>(356.224)</b>	<b>135.136</b>
Efeito IR e CSLL	(167.062)	121.116	(45.946)
<b>Efeito líquido</b>	<b>324.297</b>	<b>(235.108)</b>	<b>89.190</b>

Conforme mencionado na nota 3.6, em 2017 foi contemplado os efeitos da implantação do laudo homologado da revisão tarifária, cujo efeitos estão demonstrados na nota 11.

##### Saldos em 31 dezembro de 2016:

	<u>Custo</u>	<u>Depreciação</u>	<u>Líquido</u>
Ativo imobilizado	51.922	(28.994)	22.929
Ativo intangível	2.623	(1.983)	640
Obrigações especiais	(6.998)	3.040	(3.957)
<b>Total</b>	<b>47.548</b>	<b>(27.936)</b>	<b>19.611</b>
Efeito IR e CSLL	(16.166)	9.498	(6.668)
<b>Efeito líquido</b>	<b>31.381</b>	<b>(18.438)</b>	<b>12.943</b>

#### 30.3.2 Atualização do Ativo Financeiro da Concessão (ICPC 01)

O efeito é decorrente do estorno do valor justo do ativo financeiro correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão de energia de receber caixa via indenização no momento da reversão dos ativos ao poder concedente ao término da concessão. Esse ajuste refere-se a diferença para ajustar o saldo à expectativa de recebimento do fluxo de caixa, conforme valor justo (valor novo de reposição "VNR"), é registrada como contrapartida na conta de receita operacional, no resultado do exercício societário. O mesmo é aceito na contabilidade societária e não é aceito na contabilidade regulatória.

#### 30.3.3 Ativo Intangível da Concessão (ICPC-01)

O saldo da atualização do ativo financeiro da concessão, a partir da prorrogação da concessão, passou a integrar a base do ativo intangível na contabilidade societária.

### 30.3.4 PIS/COFINS diferidos sobre atualização do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)

Os ajustes são decorrentes de contabilização na contabilidade societária de PIS/COFINS sobre a expectativa de direito incondicional de receber caixa (indenização) e atualizações dos saldos. Estes lançamentos foram realizados na contabilidade societária, mas para fins de contabilidade regulatória tais práticas não são adotadas e desta forma, apresenta-se ajustes na conciliação de saldos contábeis societários e regulatórios.

### 30.3.5 Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos

Os ajustes são decorrentes do imposto de renda e da contribuição social diferidos, calculados sobre os ajustes de diferenças entre práticas contábeis societárias e as regulatórias.

## ( 31 ) COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo para compra de energia são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2017	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Arrendamentos e aluguéis	até 5 anos	36	71	9	-	116
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 29 anos	318.734	608.268	618.709	3.817.992	5.363.703
Compra de energia de Itaipu	até 29 anos	103.431	216.991	218.085	2.529.021	3.067.528
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 29 anos	136.300	301.109	332.885	3.638.700	4.408.994
Projetos de construção de subestação	até 1 ano	3.423	-	-	-	3.423
<b>Total</b>		<b>561.924</b>	<b>1.126.439</b>	<b>1.169.688</b>	<b>9.985.713</b>	<b>12.843.764</b>

## ( 32 ) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2017, um valor de R\$ 496 (R\$ 76 em 2016) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição (nota 24).

## ( 33 ) FATO RELEVANTE E EVENTO SUBSEQUENTE

### 33.1 Transição tarifária das empresas agrupadas

Em 31 de dezembro de 2017 foi aprovado por AGE a incorporação, pela Companhia, das distribuidoras, Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa (nota 1.2). No entanto, no parágrafo 4º do inciso III do artigo 5º da Resolução Normativa nº 716, de 3 de maio de 2016, resolução esta que normatiza o processo, consta que até a primeira revisão tarifária da concessionária incorporadora, que se dará em março de 2021, a ANEEL poderá aplicar procedimento que parcele ao longo do tempo a variação das tarifas das antigas concessões e a tarifa unificada. A decisão quanto a essa transição tarifária e se a mesma perdurará até a próxima revisão tarifária se dará no reajuste tarifário da Companhia, em março de 2018.

### 33.2 Emissão de debêntures

Em 12 de dezembro de 2017, foi autorizado pelo Conselho de Administração da Companhia a nona emissão de debêntures simples não conversíveis em ações, em série única, no montante total de R\$ 190.000. Os recursos líquidos obtidos serão destinados para reforço do capital de giro.

Foram emitidas 190.000 debêntures, a data da emissão das Debêntures ocorreu em 15 de janeiro de 2018 e vencimento em janeiro de 2021. Os juros serão pagos semestralmente a partir de julho de 2018, ao custo de CDI + 0,48%.

**MARCO ANTONIO VILLELA DE ABREU**  
Diretor Presidente

**GUSTAVO ESTRELLA**  
Diretor Financeiro

**WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE FREITAS**  
Diretor Administrativo

**ROBERTO SARTORI**  
Diretor Gestão de Energia

**THIAGO FREIRE GUTH**  
Diretor Distribuição

**ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA**  
Diretor de Assuntos Regulatórios

---

**DIRETORIA DE CONTABILIDADE**

---

**SÉRGIO LUIS FELICE**  
Diretor de Contabilidade  
CT CRC 1SP192.767/O-6

**LIDIA TACHIBANA HIRAIDE**  
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras  
CT CRC 1SP154.108/O-7



KPMG Auditores Independentes  
Avenida Coronel Silva Telles, nº 977, 10º andar - Dahruj Tower  
13024-001 - Campinas/SP - Brasil  
Caixa Postal 737 - CEP: 13012-970 - Campinas/SP - Brasil  
Telefone +55 (19) 3198-6000, Fax +55 (19) 3198-6001  
www.kpmg.com.br

## Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis regulatórias

Aos Conselheiros e Acionistas da  
Companhia Jaguari de Energia  
Jaguariúna - SP

### Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia Jaguari de Energia ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas. As demonstrações contábeis foram elaboradas pela administração da Companhia Jaguari de Energia com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Jaguari de Energia em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE.

### Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada "Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias". Somos independentes em relação à Companhia de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

### Ênfase - Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Chamamos a atenção para a nota explicativa 2 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Companhia Jaguari de Energia a cumprir os requerimentos da ANEEL. Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outras finalidades. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.



#### **Principais assuntos de auditoria**

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis regulatórias como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis regulatórias e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

#### **a) Reconhecimento de receita de energia distribuída, mas não faturada**

(Consulte as notas explicativas 3.12 e 20 às demonstrações contábeis regulatórias)

A receita não faturada reconhecida pela Companhia corresponde à energia elétrica distribuída, mas não faturada para os consumidores e o seu faturamento é efetuado tomando como base os ciclos de leitura que em alguns casos se sucedem ao período de encerramento contábil. O reconhecimento da receita não faturada envolve especificidades atreladas ao processo, que leva em consideração dados históricos, parametrização de sistemas, além de julgamentos por parte da Companhia acerca da estimativa de consumo por parte dos consumidores. Devido à relevância dos valores e do julgamento envolvido que podem impactar o valor das receitas nas demonstrações contábeis regulatórias consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

#### **Como nossa auditoria conduziu esse assunto**

Avaliamos o desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Envolvemos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados. Analisamos as principais premissas utilizadas pela Companhia no desenvolvimento de tal estimativa, tais como índice de perdas técnicas e comerciais. Adicionalmente, testamos a integridade e exatidão dos dados utilizados no cálculo da estimativa efetuada pela Companhia e efetuamos teste de valorização da receita de energia distribuída e não faturada, por meio do confronto dos valores reconhecidos pela Companhia, com as expectativas independentes geradas a partir de nossos testes de auditoria. Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações contábeis regulatórias de acordo com as normas aplicáveis.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o reconhecimento da receita de energia distribuída, mas não faturada no contexto das demonstrações contábeis regulatórias relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 tomadas em conjunto.

#### **b) Valor recuperável dos ativos fiscais diferidos**

(Consulte as notas explicativas 3.13 e 9 às demonstrações contábeis regulatórias)

As demonstrações contábeis regulatórias incluem créditos tributários sobre prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social e diferenças temporárias, cuja realização está suportada por estimativas de rentabilidade futura preparadas pela Companhia com base em seu julgamento e suportadas em seu plano de negócios. Devido às incertezas inerentes ao processo de determinação das estimativas dos lucros tributáveis futuros, que são a base para reconhecimento do valor recuperável dos créditos tributários e ao fato de qualquer mudança nas metodologias e premissas para a determinação estimativas poder impactar de forma relevante o valor desses ativos e, conseqüentemente, as demonstrações contábeis regulatórias como um todo, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.



*Como nossa auditoria conduziu esse assunto*

Avaliamos o desenho, implementação e efetividade operacional dos controles internos chave relacionados com a preparação e revisão do plano de negócios, orçamento, estudos técnicos e análises quanto à probabilidade da existência de lucros tributáveis futuros. Adicionalmente, com o suporte de nossos especialistas em finanças corporativas, analisamos a razoabilidade e consistência dos dados e premissas e das metodologias utilizadas pela Companhia, especialmente as relativas à projeção de lucros tributáveis futuros. Isso incluiu a comparação dessas premissas com dados obtidos de fontes externas, como o crescimento econômico projetado, volume e preço de venda de energia, continuidade das operações, gastos para reparação dos equipamentos, a inflação de custos e as taxas de desconto. Com o apoio dos nossos especialistas da área tributária, avaliamos as bases de apuração em que são aplicadas as alíquotas vigentes dos tributos e o estudo de capacidade de realização dos ativos fiscais diferidos. Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações contábeis regulatórias de acordo com as normas aplicáveis.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que o valor recuperável dos ativos fiscais diferidos, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis regulatórias relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 tomadas em conjunto.

**c) Reorganização societária**

(Consulte as notas explicativas 1.2 e 2.5 às demonstrações contábeis regulatórias)

Em 2017, em Assembleia Geral Extraordinária foi aprovada a reorganização societária proposta pela Companhia. Essa reorganização se deu por meio da incorporação do acervo líquido das seguintes empresas: Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa. A Companhia e todas as empresas incorporadas eram integralmente controladas pela CPFL Energia S.A. na época da reorganização societária.

O tratamento contábil e as divulgações relacionadas, bem como os aspectos tributários dessa transação, envolveram o exercício de julgamentos significativos. Em função do referido, por se tratarem de transações complexas e significativas fora do curso normal dos negócios da Companhia e pelo impacto que essas transações tiveram nas demonstrações contábeis regulatórias, consideramos esse assunto significativo para nossa auditoria.

*Como nossa auditoria conduziu esse assunto*

Analisamos os atos societários referentes à reorganização societária, e as respectivas aprovações dos órgãos reguladores, atentando para as evidências que fundamentaram a determinação da transação e o montante do acervo líquido considerado a valor contábil histórico da entidade incorporada. Analisamos a integridade e exatidão dos acervos líquidos incorporados. Com o suporte de nossos especialistas de impostos, avaliamos os efeitos tributários da reorganização societária. Também avaliamos as divulgações efetuadas nas demonstrações contábeis regulatórias de acordo com as normas aplicáveis.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o tratamento contábil da reorganização societária, bem como as divulgações relacionadas, no contexto das demonstrações contábeis regulatórias do exercício findo em 31 de dezembro de 2017 tomadas em conjunto.



## Outros assuntos

### **Demonstrações Financeiras**

A Companhia Jaguarí de Energia elaborou um conjunto de demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, com data de 20 de março de 2018.

### **Auditoria dos valores correspondentes ao exercício comparativo**

Os valores correspondentes relativos ao balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2016 e as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, e dos fluxos de caixa, referentes ao exercício findo nessa data, apresentados para fins de comparação, foram auditados por outros auditores independentes que emitiram relatório sem modificação, datado de 24 de abril de 2017.

### **Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias e o relatório do auditor**

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis regulatórias não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis regulatórias ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluímos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

### **Responsabilidade da administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias**

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o MCSE e pelos controles internos que a Administração determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis, a não ser que a administração pretenda liquidar a Sociedade ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias.



### **Responsabilidade dos auditores pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias**

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis regulatórias.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis regulatórias, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtivemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtivemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejamos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis regulatórias ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis regulatórias, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis regulatórias representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com a administração e com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.



Forneçemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis regulatórias do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinamos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Campinas, 16 de abril de 2018

KPMG Auditores Independentes  
CRC 2SP014428/O-6



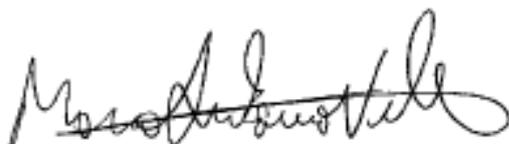
Thiago Rodrigues de Oliveira  
Contador CRC 1SP259468/O-7

## TERMO DE RESPONSABILIDADE

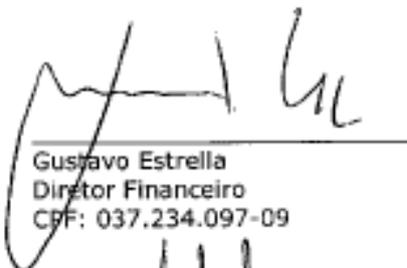
Pelo presente Termo de Responsabilidade, declaramos sob as penas da Lei a veracidade das informações apresentadas à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, expressando o compromisso de observância e cumprimento das normas, procedimentos e exigências estabelecidos pela legislação do setor elétrico, bem como da ciência das penalidades as quais ficaremos sujeitos. Estamos cientes que a falsidade das informações, bem como o descumprimento do compromisso ora assumido, além de obrigar a devolução de importâncias recebidas indevidamente, quando for o caso, sujeitar-se às penalidades de multa do Grupo IV, inciso X, da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, bem como as previstas nos artigos 171 e 299, ambos do Código Penal.

Campinas, 16 de abril de 2018

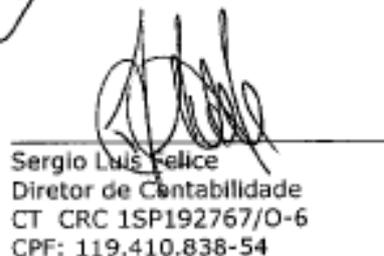
Concessionária: Companhia Jaguarí de Energia



Marco Antonio Villela de Abreu  
Diretor Presidente  
CPF: 061.482.368-42



Gustavo Estrella  
Diretor Financeiro  
CPF: 037.234.097-09



Sergio Luis Felice  
Diretor de Contabilidade  
CT CRC 1SP192767/O-6  
CPF: 119.410.838-54

**RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 63, DE 12 DE MAIO DE 2004**

**Art. 7º - Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo IV:**

...

**X - fornecer informação falsa à ANEEL;**

**CÓDIGO PENAL**

**Art. 171 - Obter, para si ou para outrem, vantagem ilícita, em prejuízo alheio, induzindo ou mantendo alguém em erro, mediante artifício, ardil, ou qualquer outro meio fraudulento.**

**Art. 299 - Omitir, em documento público ou particular, declaração que dele devia constar, ou nele inserir ou fazer inserir declaração falsa ou diversa da que devia ser escrita, com o fim de prejudicar direito, criar obrigação ou alterar a verdade sobre o fato juridicamente relevante.**