

# Relatório da Administração

Senhores acionistas,

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

## 1. Considerações iniciais

O ano de 2017 foi marcado por novas perspectivas e possibilidades para o grupo CPFL, após a conclusão da operação de compra do controle da Companhia pela chinesa State Grid, maior *player* global do setor elétrico. Sua visão estratégica de longo prazo e seu desenvolvimento tecnológico trazem grande contribuição para os próximos passos da CPFL. O grupo CPFL também continuou bastante ativo neste ano, promovendo melhorias em suas operações e gestão, participando ativamente nas discussões sobre aperfeiçoamento do marco legal do setor elétrico e acompanhando os desdobramentos dos cenários político e econômico do Brasil em seus mercados.

Os resultados do ano de 2017 refletiram tais avanços e as condições de mercado no período. O fornecimento de energia elétrica (quantidade de energia faturada para consumidores finais) totalizou 53.376 GWh, um aumento de 14,6%. Desconsiderando-se o efeito positivo da aquisição da RGE Sul, o aumento é de 2,7%. As classes residencial e industrial registraram aumentos de 2,6% e 7,1%, respectivamente, refletindo a baixa base comparativa de 2016 e a retomada da atividade econômica, enquanto a classe comercial apresentou redução de 4,5%. O suprimento de energia elétrica, por meio de outras concessionárias, permissionárias e autorizadas, atingiu 16.337 GWh, um aumento de 33,3%.

No âmbito financeiro, a geração de caixa operacional do grupo CPFL, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 4.864 milhões em 2017, um aumento de 17,9%, refletindo principalmente a contribuição da consolidação integral da RGE Sul e a melhora nos resultados dos segmentos de Geração Convencional, Geração Renovável, Comercialização e Serviços. A alavancagem consolidada da CPFL Energia alcançou 3,20 dívida líquida/EBITDA ao final do ano, no critério de medição de nossos *covenants* financeiros, estável em relação ao ano anterior. Vale ressaltar que as reduções nas taxas de juros verificadas ao longo do ano estão beneficiando a Companhia, que tem cerca de 3/4 de sua dívida atrelada ao CDI.

Além disso, a Companhia apresentou inúmeros avanços e conquistas ao longo do ano. Promovemos revisões organizacionais com objetivo de simplificar nossos processos e estrutura, visando maior foco nos negócios. Vale destacar também a criação da Envo, voltada para o mercado de geração distribuída solar para residências e clientes comerciais de pequeno porte, a entrega do projeto Morro Agudo (transmissão), a inauguração do complexo eólico Pedra Cheirosa (48 MW de capacidade instalada), o elevado valor de investimentos na base de ativos das distribuidoras CPFL Paulista, RGE e RGE Sul, que passarão pelo processo de revisão tarifária em 2018, a conquista do prêmio ABRADÉE pela CPFL Santa Cruz como melhor distribuidora nacional em sua categoria e pela RGE como melhor distribuidora da região Sul, a integração da RGE Sul, o lançamento do "CPFL Inova", programa de inovação aberta criado pela CPFL em parceria com a Endeavor Brasil, entre outros.

Cabe ressaltar ainda que a CPFL promoveu a incorporação das distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa (em conjunto, as "Incorporadas") pela CPFL Jaguari ("Incorporadora"). O agrupamento das concessões das 5 empresas se realizou

mediante incorporação do acervo patrimonial das Incorporadas pela Incorporadora em 31 de dezembro de 2017.

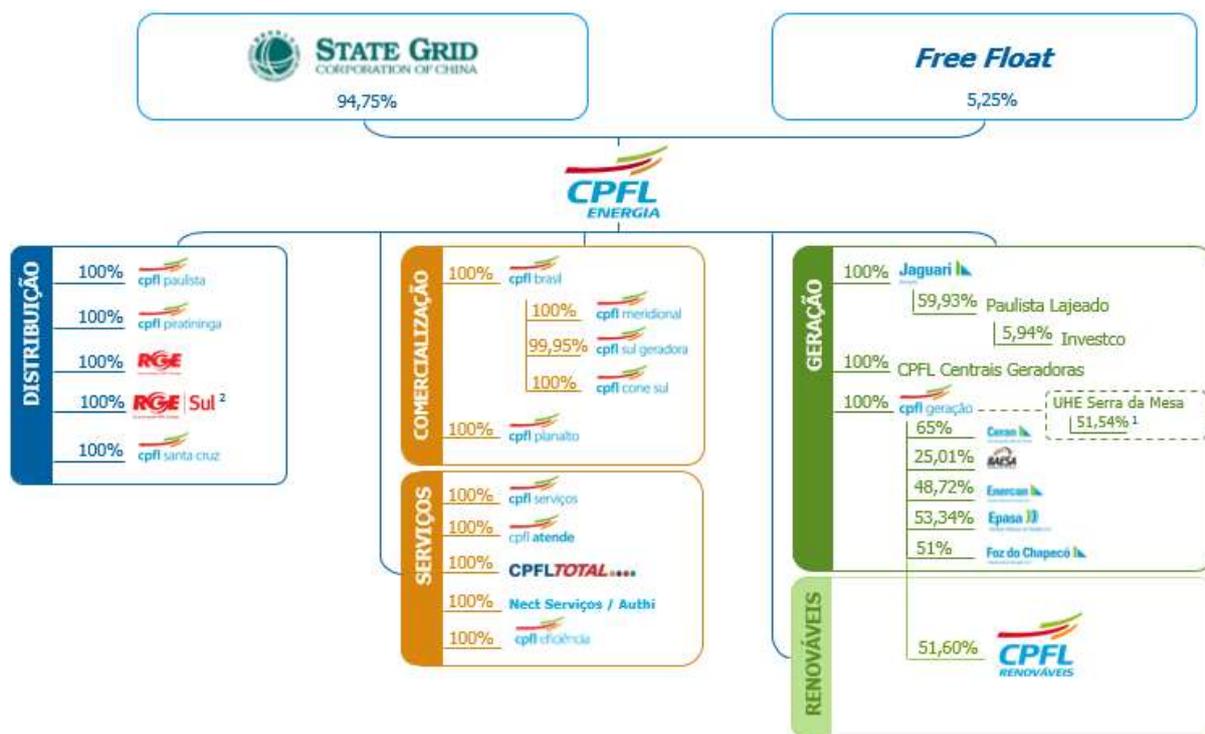
A alienação do controle da Companhia foi concluída no dia 23 de janeiro de 2017, quando a State Grid se tornou acionista controladora da CPFL Energia, com participação acionária de 54,64%. Em virtude do fechamento da transação que resultou na alienação direta do controle da CPFL Energia e em atendimento à regulamentação aplicável, a State Grid realizou oferta pública para aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas remanescentes da CPFL Energia em 30 de novembro de 2017. Conforme informado no Fato Relevante e no Comunicado ao Mercado divulgados em 30 de novembro e em 5 de dezembro de 2017, respectivamente, como resultado do leilão, a State Grid adquiriu 408.357.085 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 88,44% do total de ações objeto da OPA e 40,12% do capital social da Companhia. As ações ordinárias foram adquiridas pelo preço de R\$ 27,69, totalizando o valor de R\$ 11.307.407.683,65. A State Grid passou a deter, em conjunto com a ESC Energia, 964.521.902 ações ordinárias de emissão da Companhia, elevando sua participação conjunta de 54,64% para 94,75% do capital social total da Companhia.

Seguimos trabalhando em iniciativas de valor para nossos acionistas e em nosso plano de investimentos (cerca de R\$ 10,4 bilhões para os próximos 5 anos, sendo R\$ 2,1 bilhões para 2018), com disciplina financeira, empenho e comprometimento de nossas equipes e a confiança de nossos acionistas controladores, reforçando o compromisso do grupo CPFL com sua estratégia de desenvolvimento de longo prazo.

Finalmente, a administração da CPFL segue otimista em relação aos avanços do setor elétrico brasileiro e continua confiante em sua plataforma de negócios, estando cada vez mais preparada e bem posicionada para enfrentar os desafios do país.

## **ORGANOGRAMA SOCIETÁRIO (simplificado)**

A CPFL Energia atua como *holding*, participando no capital de outras sociedades:



Base: 31/12/2017

Notas:

(1) Parcela de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Geração e Furnas;

(2) RGE Sul é controlada pela CPFL Energia (76,3893%) e pela CPFL Brasil (23,4561%).

## 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.

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

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

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

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%<sup>7</sup> 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.

## **AMBIENTE REGULATÓRIO**

As principais alterações da regulação setorial de 2017 no segmento de distribuição são destacadas a seguir:

- 1) Atualização dos Submódulos 4.4 e 4.4A do PRORET, por meio da Resolução Normativa nº 796, de 12 de dezembro de 2017, que regulamenta o componente financeiro, dentre outros, da previsão de risco hidrológico nos processos tarifários (reajuste ou revisão) e na apuração mensal da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, que possibilita mitigar descasamento de caixa às distribuidoras;
- 2) Despacho 2.705, de 29 de agosto de 2017, que determina o recálculo do saldo da CVA e do repasse da Sobrecontratação de Energia, referentes às competências de janeiro de 2012 a dezembro de 2014, em função das recontabilizações de carga realizadas pela CCEE, que possibilita a compensação das variações do custo de compra de energia incorridas pelas distribuidoras nesse período;
- 3) Criação do Submódulo 2.9 do PRORET, por meio da Resolução Normativa nº 791, de 14 de novembro de 2017, que normatiza e estabelece critérios de admissibilidade de pedidos de Revisão Tarifária Extraordinária das concessionárias de distribuição, que possibilita maior

---

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

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

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

<sup>7</sup> Fonte: Banco Central.

previsibilidade, transparência e isonomia, por parte da ANEEL, na análise de eventual pleito desse processo tarifário;

- 4) Aprimoramento da Norma de Organização nº 040/2013-ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 798, de 12 de dezembro de 2017, com aplicação a partir de julho de 2018, que dispõe sobre realização, pela ANEEL, de Análise de Impacto Regulatório – AIR e de seu respectivo Relatório de AIR, de forma a propiciar maior transparência e ampliação da coerência dos atos regulatórios emitidos pela agência reguladora;
- 5) Criação do Submódulo 5.1, por meio da Resolução Normativa nº 800, de 19 de dezembro de 2017, que estabelece procedimentos da CDE para a elaboração do orçamento anual, procedimento de fixação das quotas anuais, definição dos repasses de recursos do fundo setorial para custeio de benefícios tarifários incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço de distribuição e transmissão de energia elétrica, gestão econômica e financeira do fundo setorial, bem como a prestação de contas e a divulgação de informações. Esses procedimentos permitem maior transparência e previsibilidade às distribuidoras quanto aos recursos a serem destinados ou recebidos do fundo setorial CDE;

## TARIFAS E PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

### Segmento de Distribuição

- **Reajuste Tarifário Anual (RTA):**

As seguintes distribuidoras tiveram suas tarifas reajustadas conforme abaixo:

	CPFL Paulista	RGE Sul	RGE	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	2.217	2.218	2.252	2.314
<b>Reajuste</b>	<b>-0,80%</b>	<b>-0,20%</b>	<b>3,57%</b>	<b>7,69%</b>
Parcela A	1,37%	2,32%	2,17%	6,78%
Parcela B	0,76%	0,63%	0,20%	-0,45%
Componentes Financeiros	-2,93%	-3,15%	1,21%	1,37%
<b>Efeito para o consumidor</b>	<b>-10,50%</b>	<b>-6,43%</b>	<b>5,00%</b>	<b>17,28%</b>
Data de entrada em vigor	08/04/2017	19/04/2017	19/06/2017	23/10/2017

	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

## Segmento de Geração

Os contratos de venda de energia relativos às geradoras contêm cláusulas específicas de reajuste, que têm como principal indexador a variação anual medida pelo IGP-M. Os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) utilizam o IPCA como indexador, e os contratos bilaterais firmados pela subsidiária indireta Campos Novos Energia (Enercan) utilizam uma combinação de indexadores de dólar e IGP-M.

## 3. Desempenho operacional

### VENDAS DE ENERGIA

Em 2017, o fornecimento de energia elétrica (quantidade de energia faturada para consumidores finais) totalizou 53.376 GWh, um aumento de 14,6% (6.798 GWh) em relação a 2016, reflexo da aquisição da RGE Sul, em outubro de 2016. Desconsiderando o efeito dessa aquisição (em novembro e dezembro de 2016, e em 2017), o aumento seria de 2,7% (1.219 GWh).

Destaca-se o desempenho das classes residencial e industrial, que, juntas, representam 63,3% do fornecimento de energia elétrica:

- **Classe Residencial:** aumento de 16,1%, se considerarmos a aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, teríamos um aumento de 2,6%, refletindo a baixa base comparativa de 2016 e a retomada da atividade econômica.
- **Classe Comercial:** aumento de 5,2%, se considerarmos a aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, teríamos uma redução de 4,5%, refletindo as menores vendas das distribuidoras para o mercado cativo, em função da migração de clientes para o mercado livre. Esse efeito foi parcialmente compensado pelas maiores vendas realizadas pelas comercializadoras para clientes livres.
- **Classe Industrial:** aumento de 12,6%, se considerarmos a aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, teríamos um aumento de 7,1%, refletindo as maiores vendas realizadas pelas comercializadoras e pelos ativos de geração renovável (controlados pela CPFL Renováveis) para clientes livres. Esse efeito foi parcialmente compensado pelas menores vendas das distribuidoras para o mercado cativo, em função da migração de clientes para o mercado livre.

O suprimento de energia elétrica, por meio de outras concessionárias, permissionárias e autorizadas, atingiu 16.337 GWh, o que representou um aumento de 33,3% (4.085 GWh), devido principalmente aos aumentos das vendas das comercializadoras (por meio de contratos bilaterais) e das permissionárias, que atendem principalmente consumidores residenciais.

## DESEMPENHO NO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O Grupo manteve a estratégia de estimular a disseminação e o compartilhamento das melhores práticas de gestão e operação nas distribuidoras, com o objetivo de aumentar a eficiência operacional e melhorar a qualidade dos serviços prestados aos clientes.

A seguir são apresentados os resultados alcançados pelas distribuidoras nos principais indicadores que medem a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. O DEC (Duração Equivalente de Interrupções) mede a duração média, em horas, de interrupção por consumidor no ano e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupções) indica o número médio de interrupções por consumidor no ano.

Distribuidora	Indicadores* DEC e FEC			
	DEC (horas)		FEC (n° vezes)	
	2017	2016	2017	2016
CPFL Paulista	7,14	7,62	4,94	5,00
CPFL Piratininga	6,97	8,44**	4,45	3,97**
RGE	14,16	14,44	7,74	7,56
RGE Sul	15,58	19,45	7,62	9,41
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

\*\* No Relatório da Administração de 2016, publicamos Fec de 3,80 e DEC de 6,97 para a CPFL Piratininga. Este número excluía o efeito de uma falha de transmissão da CTEEP durante uma tempestade. Porém, uma decisão da ANEEL determinou que este efeito fosse incluído nas estatísticas de DEC e FEC, de modo que corrigimos os valores, conforme demonstrado na tabela.

Nota: considerando o agrupamento das cinco distribuidoras, o DEC seria de 6,13 horas e o FEC seria de 5,04 vezes, em 2017.

## DESEMPENHO NO SEGMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em 2017, a CPFL Energia continuou sua expansão no segmento de Geração, com um aumento de 0,8% em sua capacidade instalada, que passou de 3.259 MW para 3.283 MW, considerando-se a participação de 51,60% na CPFL Renováveis. Tal aumento resultou da expansão da CPFL Renováveis.

Em 31 de dezembro de 2017, o portfólio da CPFL Renováveis totalizava 2.103 MW de capacidade instalada em operação, compreendendo 39 PCHs (423 MW), 45 parques eólicos (1.309 MW), 8 usinas termelétricas a biomassa (370 MW) e 1 usina solar (1 MW). Ainda está em construção 1 PCH (29,9 MW), sendo seu cronograma de entrada em operação em 2020.

Em junho de 2017, com quase um ano de antecipação e dentro do orçamento, houve a entrada em operação do complexo eólico Pedra Cheirosa com 23 aero geradores e 48,3 MW de capacidade (suficiente para abastecer uma cidade de 120 mil habitantes).

## 4. Desempenho econômico-financeiro

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.

### Receita Operacional

A receita operacional bruta foi de R\$ 40.053 milhões, representando um aumento de 30,1% (R\$ 9.269 milhões), decorrente: (i) da variação de R\$ 3.996 milhões nos ativos e passivos financeiros setoriais, passando de um passivo de R\$ 2.095 milhões em 2016 para um ativo de R\$ 1.901 milhões em 2017; (ii) do aumento de 73,3% (R\$ 2.600 milhões) no suprimento de energia elétrica; (iii) do aumento de 6,9% (R\$ 1.648 milhões) no fornecimento de energia elétrica; (iv) do aumento de 53,1% (R\$ 719 milhões) na receita com construção da infraestrutura da concessão; (v) do aumento de 7,7% (R\$ 287 milhões) em outras receitas operacionais; e (vi) do aumento de 9,8% (R\$ 18 milhões) na atualização do ativo financeiro da concessão.

As deduções da receita operacional foram de R\$ 13.309 milhões, apresentando um aumento de 14,0% (R\$ 1.636 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 26.745 milhões, representando um aumento de 39,9% (R\$ 7.633 milhões).

## Geração Operacional de Caixa – EBITDA

O EBITDA é uma medida não contábil calculada pela Administração a partir da soma de lucro, impostos, resultado financeiro, depreciação/amortização. Essa medida serve como indicador do desempenho do *management* e é habitualmente acompanhada pelo mercado. A Administração observou os preceitos da Instrução CVM Nº 527, de 4 de outubro de 2012, quando da apuração desta medida não contábil.

<i>Conciliação do lucro líquido e EBITDA</i>		
	2017	2016
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.243.042</b>	<b>879.057</b>
Depreciação e amortização	1.529.052	1.291.165
Amortização Mais Valia de Ativos	579	579
Resultado financeiro	1.487.554	1.453.474
Contribuição social	168.728	150.859
Imposto de renda	434.901	350.631
<b>EBITDA</b>	<b>4.863.856</b>	<b>4.125.766</b>

A geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 4.864 milhões, um aumento de 17,9% (R\$ 738 milhões), refletindo principalmente o aumento de 39,9% (R\$ 7.633 milhões) na receita operacional líquida. Esse efeito foi parcialmente compensado pelos aumentos de 50,9% (R\$ 5.701 milhões) nos custos com energia elétrica e encargos e de 29,1% (R\$ 1.194 milhões) nos custos e despesas operacionais, inclusive gastos com previdência privada e custos com construção da infraestrutura da concessão.

## Lucro Líquido

Em 2017, o lucro líquido do exercício atingiu R\$ 1.243 milhões, um aumento de 41,4% (R\$ 364 milhões), refletindo principalmente o aumento de 17,9% (R\$ 738 milhões) no EBITDA. Tal efeito foi parcialmente compensado pelos aumentos de 18,4% (R\$ 238 milhões) nas depreciações e amortizações, de R\$ 102 milhões no Imposto de Renda e Contribuição Social e de 2,3% (R\$ 34 milhões) nas despesas financeiras líquidas.

## 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. A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

	R\$ mil
<b>Lucro líquido do exercício - Individual</b>	<b>1.179.750</b>
Realização do resultado abrangente	25.873
Dividendos prescritos	3.768
<b>Lucro líquido base para destinação</b>	<b>1.209.391</b>
Reserva legal	(58.988)
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	(123.673)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(746.541)
Dividendo mínimo obrigatório	(280.191)
Dividendo adicional proposto	-

### **Dividendo Mínimo Obrigatório (25%)**

O Conselho de Administração propõe a distribuição de R\$ 280 milhões em dividendos aos detentores de ações ordinárias, negociadas na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). O valor proposto corresponde a R\$ 0,275259517 por ação, relativo ao exercício fiscal de 2017.

### **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\$ 747 milhões à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

### **Endividamento**

No final de 2017, a dívida financeira bruta (incluindo derivativos) da Companhia atingiu R\$19.615 milhões, apresentando uma diminuição de 8,2%. As disponibilidades totalizaram R\$ 3.250 milhões, um decréscimo de 47,3%. Com isso, a dívida financeira líquida passou para R\$ 16.366 milhões, registrando um aumento de 7,7%.

O aumento no endividamento financeiro tem o objetivo de suportar a estratégia de expansão dos negócios do Grupo, como o financiamento dos projetos *greenfield* na CPFL Renováveis. Além disso, a CPFL Energia adota uma estratégia de *pre-funding*, antecipando-se nas captações de dívidas vincendas num prazo de 18 a 24 meses.

## **5. Investimentos**

Em 2017, foram realizados investimentos de R\$ 2.570 milhões para manutenção e expansão do negócio, dos quais R\$ 1.883 milhões foram direcionados à distribuição, R\$ 630 milhões à geração (R\$ 621 milhões da CPFL Renováveis e R\$ 9 milhões de geração convencional) e R\$ 58 milhões à comercialização, serviços e outros. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 46 milhões relacionado à construção de linhas de transmissão da CPFL Transmissão que, de acordo com o IFRIC 12, está registrado como "Ativos Financeiros de Concessão" (ativo não circulante).

Entre os investimentos da CPFL Energia em 2017 podemos destacar:

**Distribuição:** foram feitos investimentos na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e no reforço do sistema elétrico para atender ao crescimento de mercado, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes, entre outros. Em 31 de dezembro de 2017, nossas distribuidoras possuíam 9,4 milhões de clientes, um acréscimo de 0,2 milhão de clientes. Nossa rede de distribuição consistia em 317.720 km de linhas de

distribuição (acréscimo de 2.182 km de linhas), incluindo 457.602 transformadores de distribuição (acréscimo de 7.355 transformadores). Nossas nove subsidiárias de distribuição tinham 12.504 km de linhas de distribuição de alta tensão entre 34,5 kV e 138 kV (acréscimo de 323 km de linhas). Nesta data, detínhamos 547 subestações transformadoras de alta tensão para média tensão para subseqüente distribuição (aumento de 16 subestações), com capacidade total de transformação de 21.105 MVA (acréscimo de 3.789 MVA);

**Geração:** Em 2017, foram investidos R\$ 630 milhões, sendo R\$ 9 milhões de geração convencional e R\$ 621 milhões da CPFL Renováveis, destinados principalmente aos parques eólicos do Complexo Pedra Cheirosa (Pedra Cheirosa I e II), que entraram em operação em junho de 2017, e à PCH Boa Vista II, empreendimento que ainda está em construção.

## 6. Governança corporativa

O modelo de governança corporativa da CPFL Energia e das sociedades controladas se baseia nos princípios da transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

Em 2017, a CPFL completou 13 anos da abertura de seu capital na B3 e na Bolsa de Valores de Nova York ("NYSE"). Com mais de 100 anos de atuação no Brasil, a Companhia possui ações listadas no Novo Mercado da B3 e ADRS Nível III da NYSE, segmentos de listagem diferenciados que reúne empresas que aderem às melhores práticas de governança corporativa. Todas as ações da CPFL são ordinárias, ou seja, dão direito de voto e os acionistas tem assegurado Tag Along de 100% em caso de alienação do controle acionário.

A Administração da CPFL é formada pelo Conselho de Administração ("Conselho"), órgão de deliberação, e pela Diretoria Estatutária, órgão executivo. O Conselho é responsável pelo direcionamento estratégico dos negócios da holding e das empresas controladas, sendo composto por 7 membros (sendo 2 membros independentes), cujo prazo de mandato é de 1 ano, com possibilidade de reeleição.

O Regimento Interno do Conselho estabelece os procedimentos para a avaliação dos conselheiros, sob a liderança do Presidente do Conselho, as principais obrigações e direitos dos conselheiros.

O Conselho constituiu 3 comitês de assessoramento (Processos de Gestão, Riscos e Sustentabilidade, Gestão de Pessoas e Partes Relacionadas), que apoiam nas decisões e acompanhamento de temas relevantes e estratégicos, como a gestão de pessoas e de riscos, sustentabilidade e o acompanhamento da auditoria interna, a análise das transações com Partes Relacionadas aos acionistas do bloco de controle e o tratamento das ocorrências registradas nos canais de denúncia e de conduta ética.

A Diretoria Executiva é composta por 1 Diretor Presidente, 1 Diretor Presidente Adjunto e 6 Diretores Vice-presidentes, todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, cuja responsabilidade é a execução da estratégia da CPFL Energia e de suas sociedades controladas, que são definidas pelo Conselho em linha com as diretrizes de governança corporativa. A fim de garantir o alinhamento das práticas de governança, os Diretores Executivos ocupam posições no Conselho de Administração das empresas que fazem parte do grupo CPFL.

A CPFL possui um Conselho Fiscal permanente, composto por 5 membros, que também exerce atividades de Audit Committee, em atendimento às regras da Lei Sarbanes Oxley (SOX) aplicáveis às empresas estrangeiras listadas em bolsa de valores nos Estados Unidos.

As Diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no website de Relações com Investidores <http://www.cpf.com.br/ri>.

## 7. Mercado de capitais

A CPFL Energia, com 5,25% (até 31 de dezembro de 2017) de suas ações em circulação no mercado (*free float*), tem suas ações negociadas no Brasil (BM&FBovespa) e na Bolsa de Nova York (NYSE). Em 2017, as ações da CPFL Energia apresentaram desvalorização de 23,2% na BM&FBovespa e de 25,7% na NYSE, encerrando o ano cotadas a R\$ 19,35 por ação e US\$ 11,44 por ADR. O volume médio diário de negociação atingiu R\$ 48,6 milhões, dos quais R\$ 35,9 milhões na BM&FBovespa e R\$ 12,7 milhões na NYSE, representando uma redução de 12% em relação a 2016. O número de negócios realizados na BM&FBovespa reduziu em 55%, passando de uma média diária de 7.049 negócios, em 2016, para 3.167 negócios, em 2017.

## 8. Sustentabilidade e responsabilidade corporativa

Desenvolvemos iniciativas que buscam gerar valor compartilhado entre a empresa e os públicos de relacionamento, de forma a garantir competitividade, com excelência nas operações, e contribuir para a melhoria das condições econômicas, sociais e ambientais nas áreas de abrangência. Alinhados ao planejamento estratégico do Grupo CPFL, os compromissos e as diretrizes de atuação visando promover o desenvolvimento sustentável devem ser incorporados aos processos decisórios e ações, conforme destaques a seguir.

**Plataforma de sustentabilidade:** ferramenta de gestão, com indicadores de desempenho e metas relacionadas a temas relevantes para a sustentabilidade no Grupo CPFL, definidos com base em seu posicionamento e sua estratégia para o curto, médio e longo prazos, bem como na perspectiva dos principais públicos de relacionamento. A partir de 2018, incorporamos os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas na Plataforma, como parte do nosso processo de implementação.

**Comitê de sustentabilidade:** instância da diretoria executiva responsável por monitorar a Plataforma, avaliar e recomendar a inclusão de critérios e diretrizes de sustentabilidade em processos decisórios, monitorar tendências e temas críticos para o desenvolvimento sustentável da empresa.

**Mudança do Clima:** mantemos foco estratégico em negócios de baixo carbono e projetos que visam combater a mudança climática e seus impactos, como o estudo interno sobre precificação de carbono e a atuação junto a organizações como Rede Brasileira do Pacto Global, Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS), *World Business Council For Sustainable Development* (WBCSD), Fundação Getúlio Vargas (FGV), Iniciativas Empresariais em Clima (IECs), entre outras iniciativas e grupos empresariais.

**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.

**Gestão de Recursos Humanos:** a companhia encerrou 2017 com 13.008<sup>8</sup> colaboradores (12.879 em 2016) e rotatividade de 17,67%<sup>9</sup> (17,92% em 2016). As empresas do Grupo mantiveram programas de gestão e capacitação, com foco no desenvolvimento de competências estratégicas para os negócios, sucessão de lideranças, aumento da produtividade e em saúde e segurança ocupacional. O número médio de horas de treinamento por colaborador foi de 75,52 horas<sup>9</sup> (79,8 em 2016), superior à média da Pesquisa Sextante-2017 de 47 horas no Mercado de Energia e 32 horas no Mercado Geral. A empresa foi reconhecida com Prêmio Learning & Performance Brasil 2017 referente ao projeto de Escola de Formação de Eletricistas na Comunidade.

**Rede de Valor:** em 2017, participaram 90 empresas fornecedoras e foram realizadas 3 reuniões, que abordaram os seguintes assuntos: Lei da Terceirização, Segurança do Trabalho e Percepção de Riscos, Plano Estratégico e Perspectivas Futuras.

**Relacionamento com a comunidade: (i) Cultura** – Em 2017 o Instituto CPFL conseguiu expandir sua atuação com a ampliação do Circuito CPFL e a integração dos programas sociais da CPFL Energia. Alguns dos principais destaques foram as ações esportivas do Circuito Energia, que neste ano organizou corridas e caminhadas em diversas cidades do Rio Grande do Sul, e a inauguração, também no Rio Grande do Sul, de uma biblioteca comunitária em Nova Hartz em parceria da área social do Instituto CPFL com o Instituto Ecofuturo, que contou com um concerto gratuito da Orquestra Jovem do RS.

Foi realizada uma série de edições especiais do Café Filosófico CPFL em espaços como o do MASP (com Leonardo Padura), o Teatro Shopping Iguatemi Campinas (com Mia Couto; Clóvis de Barros Filho e Luiz Felipe Pondé); Em parceria com o Museu da Arte Moderna de São Paulo (MAM-SP), foi realizada na Galeria de Arte do Instituto CPFL, em Campinas, a exposição "Paisagem", uma mostra inédita do acervo do renomado museu paulistano; As atrações nas cidades de Campinas e São Paulo reuniram um público presencial superior a 32 mil pessoas em cerca 150 eventos, entre Café Filosófico CPFL, visitas a exposições, concertos e sessões cinema; Já o Circuito CPFL promoveu 136 eventos em 96 cidades, reunindo um público total de 50 mil pessoas para atrações como sessões gratuitas do Cine Solar, do Cine Autorama e da Mostra Internacional de Cinema em São Paulo, além de eventos esportivos como corrida, caminhada e passeio ciclístico; Público online: as transmissões online tiveram um salto de 47 mil espectadores para 167 mil, além de 132 mil seguidores no Facebook (eram 115 ao fim de 2016). Chegamos também a 140 mil inscritos nas páginas do Café Filosófico e do Instituto CPFL no YouTube **(ii) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente – CMDCA (1% I.R.)** – Em 2017, as empresas do Grupo destinaram R\$ 850.000,00 para o Fundo Municipal da Criança e Adolescente de 13 municípios da área de concessão. O repasse irá apoiar os Conselhos na execução de projetos e em um programa específico de capacitação e desenvolvimento institucional em 2018; **(iii) Apoio aos Conselhos Municipais dos Direitos do Idoso – CMDI (1% I.R.)** – Em 2017, as empresas do Grupo destinaram R\$ 850.000,00 ao Fundo Municipal da Pessoa Idosa de 2 municípios para apoiar projetos de desenvolvimento tecnológico e apoio a programa da ala de idosos de dois hospitais; **(iv) Voluntariado** – Em 2017, foram desenvolvidas cerca de 80 ações que envolveram cerca de 1.500 participações voluntárias. As ações desenvolvidas em 10 cidades da área de concessão beneficiaram aproximadamente 5.000 pessoas diretamente; **(v) Apoio ao Pronon – Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica (1% I.R.)** – Em 2017, as empresas do Grupo destinaram R\$ 850.000,00 para apoiar projetos de ampliação tecnológica de Hospitais de Atendimento à Pessoas com Câncer em dois municípios da área de interesse. Os projetos serão executados em 2018; **(vi) Eficiência energética (0,5% da ROL)** - foram investidos mais de R\$ 97,7 milhões, sendo R\$ 54,0 milhões em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo, que resultaram na (a) regularização de 3.057 clientes; (b) troca de 5.746 geladeiras; (c) 188.135 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED); (d) instalação de 5.275 aquecedores solares, 3.500 trocadores de calor e 6.438 E-Power controlador eletrônico para redução do consumo de chuveiros,

<sup>8</sup> Inclui RGE Sul.

<sup>9</sup> Não inclui RGE Sul.

realizados projetos educacionais; (e) CPFL nas Escolas e o Programa Educacional de Eficiência Energética nas Indústrias (PEEE), junto a 32 escolas municipais e estaduais, sendo treinados 14.032 alunos, 2.392 professores em 32 municípios com um investimento de mais de R\$ 4,9 milhões. Também foram eficientizados (f) 39 Prédios Públicos, 19 Escolas e 34 Hospitais, 17 institutos Filantrópicos com um investimento de mais R\$ 5,7 milhões; (g) projeto bônus residencial com substituição de 7.053 geladeiras e 43.617 lâmpadas LED com um investimento de mais R\$ 12,8 milhões; (h) 4 projetos de gestão energética municipal sendo investidos mais de R\$ 78,9 mil, (i) 3 projetos comerciais sendo investidos mais de R\$ 3,6 milhões; (j) 3 projetos industriais sendo investidos mais de R\$ 4,2 milhões; e (k) projetos de Iluminação pública com substituições de 1.618 luminárias com um investimento de mais R\$ 2,0 milhões. Deste total, R\$ 87,3 milhões (0,4%) foram investidos em clientes e R\$ 10,4 milhões (0,1%), foram provisionados conforme Lei 13.280/2016, a serem repassadas oportunamente para o PROCEL;

**(vii) Projeto Geekie** - visa diminuir os gaps de aprendizado dos alunos e proporcionar a capacitação de professores e gestores regionais, através da implementação de uma plataforma online de aprendizagem adaptativa. Em 2017, foram atendidos 4,6 mil alunos de 15 escolas públicas de Botucatu – SP e 18 mil alunos de 41 escolas públicas de Caxias do Sul/RS. O investimento foi de R\$ 2,3 milhões, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES; **(viii) Projeto Tamboro** - visa implantar novas metodologias educacionais, através da utilização de uma plataforma adaptativa de aprendizagem baseada em jogos. Em 2017, foram atendidos 4,2 mil alunos de 14 escolas públicas de Sumaré – SP e começou a ser implantado em Santos/SP, com a expectativa de atender 7,6 mil alunos de 14 escolas públicas. O investimento foi de R\$ 1,2 milhões, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES; **(ix) Projeto ToLife** - Implantação de um sistema para classificação de risco clínico e organização do fluxo de pacientes em Unidades de Pronto Atendimento de hospitais públicos e/ou que atendam SUS. Em 2017, foram atendidas 6 unidades de saúde do município de Campinas, incluindo a unidade de atendimento da UNICAMP, 3 unidades de saúde em Sorocaba e uma unidade de saúde em Americana. O investimento foi de R\$ 758 mil, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES; **(x) Projeto Bibliotecas Comunitárias** - visa democratizar o acesso à leitura de literatura e contribuir com a efetividade da Lei 12.244/10, que determina que até 2020 todas as instituições de ensino do País devem ter uma biblioteca. Em 2017, foi continuado à implementação de 03 bibliotecas no estado de São Paulo, nos municípios de Marília; Bebedouro e Campinas, e 02 bibliotecas no Estado do Rio Grande do Sul, nos municípios de Igrejinha e Nova Hartz. O investimento foi de R\$ 954 mil, valor financiado com recursos do Subcrédito Social do BNDES; e **(xi) Escola de Eletricista** - visa formar um banco de eletricitistas 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, concluímos a formação de 236 novos eletricitistas, sendo que 72 deles foram contratados.

**Gestão ambiental:** (i) o inventário de emissões de gases de efeito estufa (GEEs) 2016 da CPFL Energia foi premiado com medalha de ouro pelo Programa Brasileiro GHG Protocol e todas as informações relativas aos inventários estão disponíveis no site: <http://registropublicodeemissoes.com.br/participantes/1077>; (ii) As ações da CPFL Energia também foram incluídas, pelo 13º ano consecutivo, na carteira ISE – Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBOVESPA para 2017; e (iii) cada empresa do Grupo desenvolveu projetos para mitigar os impactos socioambientais de seus empreendimentos, com destaque para:

**Geração de energia – UHE Foz do Chapecó – Sistema de Gestão Integrado (SGI)**

A FCE obteve em novembro de 2017, da certificadora BSI (*British Standards Institution*), recomendação para *upgrade* da certificação da empresa nas ISOs 9001 e 14001. A recomendação se deu após um processo de auditoria realizado entre os dias 06 e 16 de novembro. Na mesma auditoria, foi recomendada a manutenção do certificado da empresa na OHSAS 18001. **Gestão Socioambiental:** Algumas ações de destaque em 2017, no contexto socioambiental: (i) soltura de mais de 270 mil alevinos no reservatório da Usina, como parte das ações visando ao repovoamento do lago. O licenciamento ambiental estabelece como compromisso a soltura de 200 mil alevinos/ano durante a vigência da Licença de Operação; (ii) assinatura de termos de convênio com associações de pescadores para repasse de recursos que estão sendo aplicados na construção de três Pontos de Apoio à Pesca a montante da Usina, no Estado de Santa Catarina; (iii) repasse de R\$ 4,5 milhões, por intermédio de Leis de Incentivo Fiscal, para patrocínio de projetos que atendem diretamente os municípios afetados pelo empreendimento. Destacam-se, entre os projetos contemplados, a construção do Museu dos

Balseiros em Chapecó/SC; a manutenção de núcleos de inclusão social para crianças e adolescentes de Alpestre/RS, com oficinas gratuitas de futebol e artes marciais; o patrocínio para turnês de teatro e apresentações circenses a serem realizadas em 2018 em unidades da rede pública de ensino; o projeto para construção de uma pista de atletismo na Universidade Comunitária da Região de Chapecó – Unochapecó; o apoio à Associação Brasileira de Portadores de Câncer, para a compra de laringes eletrônicas destinadas a pacientes que ficaram incomunicáveis após este tipo de neoplasia; além de projetos que valorizam grupos de dança e de música típica da região, e da realização de ópera e outros espetáculos culturais, todos com entrada franca, promovendo a universalização da cultura na região da Usina. **Pesquisa & Desenvolvimento:** Em 2017, a FCE investiu R\$ 8,0 milhões em seu Programa de Pesquisa & Desenvolvimento, dos quais R\$ 3,2 milhões foram destinados ao FNDCT (Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) e R\$ 1,6 milhão alocado no Ministério de Minas e Energia. Outros R\$ 3,2 milhões foram investidos diretamente em projetos junto a Universidades, Centros de Pesquisa e empresas de tecnologia. A **Ceran** – ao longo de 2017 lançou e consolidou sua Política de Sustentabilidade e Investimentos Social Externo, dentro desta Política fomentou 90 projetos sociais, selecionando 34 os quais receberam investimento de R\$ 11,5 milhões dos quais R\$ 1,7 milhões oriundos do incentivo dos empreendimentos da CERAN através de recursos próprios e também de leis de incentivo fiscal, e o restante captado através de parceiros e contrapartida de proponentes. Realizou o lançamento do Programa de Ética e Integridade na Conduta Empresarial dentro dos preceitos da Lei Federal 12.846/2013. A Companhia mantém um Sistema de Gestão Integrado certificado na sede da empresa e em suas Usinas (Monte Claro, Castro Alves e 14 de Julho), de acordo com as normas ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 e OHSAS 18001:2007 sendo no final de 2017 mediante auditoria de terceira parte indicada para recertificação; o complexo Ceran recebeu em 2017 o reconhecimento através da medalha Eloy Chaves de seus índices e de sua Política de Segurança do Trabalho; **UHE Campos Novos (Enercan)** - (i) Em 2017, lançou seu Programa de Ética e Integridade na Conduta Empresarial baseada nos princípios da Lei Federal 12.846/2013 tendo como meta para 2018 a criação do canal de denúncias; (ii) as ações apoiadas para o desenvolvimento da região nas áreas cultural, socioambiental e econômica, contaram com a captação de 78 projetos, dos quais foram selecionados 45, os quais receberam R\$ 7,9 milhões de aporte financeiro, sendo R\$ 3,5 milhões oriundos da ENERCAN através de Leis de Incentivo Fiscal e recursos próprios, e o restante captado em parcerias e contrapartidas de proponentes; (iii) desenvolveu pelo 6º ano consecutivo o Programa de Conservação da Área de Preservação Permanente (APP) com os moradores lindeiros ao reservatório da UHE Campos Novos, premiando as cinco melhores iniciativas, atualmente o programa conta com aproximadamente 45% dos vizinhos ao lago participando do programa; (iv) o ano de 2017 foi marcado pelas comemorações dos 10 anos de operação comercial da UHE Campos Novos, os bons resultados obtidos renderam à empresa pela segunda vez, a eleição como a melhor empresa do setor elétrico brasileiro pelo ranking do Valor 1000 – a primeira foi em 2013; (v) publicou em 2017 o seu Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa através da plataforma do GhG Protocol da FGV, obtendo o selo prata; (vi) contabilizou a soltura de 22.000 alevinos de peixes de espécies nativas no reservatório da UHE Campos Novos, o programa que conta com um banco genético “in vivo” das espécies migradoras da bacia do rio Uruguai, a partir dos quais são desenvolvidos os alevinos para soltura; **UHE Barra Grande (BAESA)** – (i) Em 2017, o Programa de Responsabilidade Socioambiental captou 39 projetos, selecionando para apoio 21 projetos que receberam aporte financeiro de R\$ 5,4 milhões, sendo que 83,7% foram captados de parcerias e contrapartidas e estão voltados à geração de renda, meio ambiente, cultura, esporte, segurança pública e desenvolvimento social; (ii) foi realizada a 6ª edição do Programa de Incentivo à Conservação da Área de Preservação Permanente do reservatório, que reconhece através de premiação aos 10 (dez) moradores da região que desenvolveram as melhores práticas de conservação e preservação ambiental; (iii) A transparência e a correção na declaração das emissões de gases do efeito estufa (GEE) renderam à BAESA a conquista do Selo Ouro do GHG Protocol. O Selo Ouro é o mais alto reconhecimento concedido pelo Programa e atesta a transparência nas informações do Inventário 2016 publicado pela BAESA, também no ano de 2017 a BAESA recebeu a renovação pelo período de 10 anos do seu Projeto de Créditos de Carbono mediante realização de auditoria e registro junto ao VCS – Verified Carbon Standard; (iv) realizou o lançamento de seu Relatório de Sustentabilidade padrão GRI G4 publicado na versão essencial mediante auditoria realizada pela KPMG; (v) Na área ambiental, o ano de 2017 marcou o final do ciclo de 03 (anos) do Programa Experimental de soltura de alevinos de espécies nativas no reservatório da UHE Barra Grande, contabilizando

um total de 141.500 alevinos soltos no lago. O programa conta com um banco genético "in vivo" das espécies migradoras da bacia do rio Uruguai dos quais os alevinos são originários.

**Distribuição de energia** – (i) 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; (ii) para situações de emergências ambientais, as distribuidoras possuem contrato com empresa especializada, além de um seguro ambiental. Para ocorrências de menor extensão, as Estações Avançadas e os veículos com equipamentos hidráulicos contam com kits de emergência ambiental para uso imediato; (iii) a CPFL Paulista, RGE e CPFL Santa Cruz, em parceria com quinze prefeituras dos municípios de suas áreas de concessão, ampliaram o Projeto Arborização + Segura, iniciativa de revitalização da arborização urbana, por meio da substituição de árvores que ofereçam risco à população e à rede elétrica por espécies que demandem menos podas e convivam melhor com a rede.

## 9. Auditores independentes

A KPMG Auditores Independentes (KPMG) foi contratada pela CPFL Energia para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia. Em atendimento à Instrução CVM nº 381/03, informamos que a KPMG prestou, em 2017, serviços não relacionados à auditoria externa cujos honorários agregados foram superiores a 5% do total de honorários recebidos pelo serviço de auditoria contábil (societária, regulatória e Sox).

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017, a KPMG prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, de revisão das informações intermediárias e de auditoria de Sox, os seguintes serviços:

<b>Natureza</b>	<b>Contratação</b>	<b>Duração</b>
Emissão de carta conforto de emissão de debêntures	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Asseguração de <i>covenants</i> financeiros	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Procedimentos previamente acordados - Projetos de P&D	18/08/2016	24 meses
Outros Procedimentos previamente acordados	03/08/2017	Inferior a 1 ano
Laudos contábeis para reestruturações societárias	01/09/2017	Inferior a 1 ano
Serviços de <i>compliance</i> tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)	28/12/2016	Exercícios de 2017 a 2021
Outros serviços de <i>compliance</i> tributário	27/05/2016 e 01/09/2017	16 e 12 meses
Procedimentos previamente acordados - Retificações tributárias de anos anteriores	01/08/2016	12 meses
Mapeamento de riscos tributários para reestruturações societárias	31/08/2016	12 meses
Auditoria de Relatório de Sustentabilidade de entidade controlada em conjunto ( <i>joint venture</i> )	2017	12 meses
<i>Due Diligence</i>	23/02/2016	20 meses

Contratamos um total de R\$ 2.508 mil referentes aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 60% dos honorários de auditoria externa das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, de revisão das informações intermediárias e de auditoria de Sox referentes ao exercício social de 2017 da Companhia e suas controladas.

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

Conforme previsto pela Instrução CVM 381/03, a KPMG declarou à Administração da CPFL Energia que, em razão do escopo e dos processos executados, a prestação dos serviços supramencionados não afetam a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa.

## **10. Agradecimentos**

A Administração da CPFL Energia agradece aos seus acionistas, clientes, fornecedores e comunidades da área de atuação de suas empresas controladas, 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, acesse o endereço [www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri).**



**CPFL Energia S.A.**  
**Balancos Patrimoniais 31 de dezembro de 2017 e 2016**  
 (Em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
<b>Circulante</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	5	6.581	64.973	3.249.642	6.164.997
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	-	-	4.301.283	3.765.893
Dividendo e juros sobre o capital próprio	12	204.807	642.978	56.145	73.328
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	17.051	53.246	88.802	143.943
Outros tributos a compensar	7	46.699	29.589	306.244	259.905
Derivativos	33	-	-	444.029	163.241
Ativo financeiro setorial	8	-	-	210.834	-
Ativo financeiro da concessão	10	-	-	23.736	10.700
Outros créditos	11	243	229	900.498	797.181
<b>Total do circulante</b>		<b>275.382</b>	<b>791.016</b>	<b>9.581.212</b>	<b>11.379.187</b>
<b>Não circulante</b>					
Consumidores, concessionárias e permissionárias	6	-	-	236.539	203.185
Mútuo entre coligadas, controladas e controladora	30	127.147	52.582	8.612	47.631
Depósitos judiciais	21	665	710	839.990	550.072
Imposto de renda e contribuição social a compensar	7	-	-	61.464	65.535
Outros tributos a compensar	7	-	-	171.980	132.751
Ativo financeiro setorial	8	-	-	355.003	-
Derivativos	33	-	-	203.901	641.357
Créditos fiscais diferidos	9	145.779	171.073	943.199	922.858
Adiantamento para futuro aumento de capital	12	350.000	-	-	-
Ativo financeiro da concessão	10	-	-	6.545.668	5.363.144
Investimentos ao custo		-	-	116.654	116.654
Outros créditos	11	5.761	26.261	840.192	766.253
Investimentos	12	8.557.673	7.866.100	1.001.550	1.493.753
Imobilizado	13	1.170	1.199	9.787.125	9.712.998
Intangível	14	71	24	10.589.824	10.775.613
<b>Total do não circulante</b>		<b>9.188.266</b>	<b>8.117.948</b>	<b>31.701.701</b>	<b>30.791.805</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>9.463.648</b>	<b>8.908.964</b>	<b>41.282.912</b>	<b>42.170.992</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.

Balanços Patrimoniais 31 de dezembro de 2017 e 2016

(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	Controladora		Consolidado	
		31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
<b>Circulante</b>					
Fornecedores	15	1.644	3.760	3.296.870	2.728.130
Empréstimos e financiamentos	16	-	-	3.589.607	1.875.648
Debêntures	17	1.938	15.334	1.703.073	1.547.275
Entidade de previdência privada	18	-	-	60.801	33.209
Taxas regulamentares	19	-	-	581.600	366.078
Imposto de renda e contribuição social a recolher	20	-	-	81.457	57.227
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	20	717	454	628.846	624.317
Dividendo		281.919	218.630	297.744	232.851
Obrigações estimadas com pessoal		-	-	116.080	131.707
Derivativos	33	-	-	10.230	6.055
Passivo financeiro setorial	8	-	-	40.111	597.515
Uso do bem público		-	-	10.965	10.857
Outras contas a pagar	22	17.594	17.577	961.306	807.623
<b>Total do circulante</b>		<b>303.812</b>	<b>255.755</b>	<b>11.378.688</b>	<b>9.018.492</b>
<b>Não circulante</b>					
Fornecedores	15	-	-	128.438	129.781
Empréstimos e financiamentos	16	-	-	7.402.450	11.168.394
Debêntures	17	184.388	612.251	7.473.454	7.452.672
Entidade de previdência privada	18	-	-	880.360	1.019.233
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	20	-	-	18.839	26.814
Débitos fiscais diferidos	9	-	-	1.249.591	1.324.134
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	21	600	1.008	961.134	833.276
Derivativos	33	-	-	84.576	112.207
Passivo financeiro setorial	8	-	-	8.385	317.406
Uso do bem público		-	-	83.766	86.624
Provisão para perda em investimento	12	-	19.302	-	-
Outras contas a pagar	22	13.320	50.628	426.889	309.292
<b>Total do não circulante</b>		<b>198.308</b>	<b>683.189</b>	<b>18.717.881</b>	<b>22.779.832</b>
<b>Patrimônio líquido</b>					
Capital social	23	5.741.284	5.741.284	5.741.284	5.741.284
Reserva de capital		468.014	468.014	468.014	468.014
Reserva legal		798.090	739.102	798.090	739.102
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão		826.600	702.928	826.600	702.928
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		1.292.046	545.505	1.292.046	545.505
Dividendo		-	7.820	-	7.820
Resultado abrangente acumulado		(164.506)	(234.633)	(164.506)	(234.633)
Lucros acumulados		-	-	-	-
		<b>8.961.528</b>	<b>7.970.020</b>	<b>8.961.528</b>	<b>7.970.021</b>
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores		-	-	2.224.816	2.402.648
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>8.961.528</b>	<b>7.970.020</b>	<b>11.186.344</b>	<b>10.372.668</b>
<b>Total do passivo e do patrimônio líquido</b>		<b>9.463.648</b>	<b>8.908.964</b>	<b>41.282.912</b>	<b>42.170.992</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.

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	Controladora		Consolidado	
		2017	2016	2017	2016
<b>Receita operacional líquida</b>	25	<b>1</b>	<b>1.713</b>	<b>26.744.905</b>	<b>19.112.089</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>					
Custo com energia elétrica	26	-	-	(16.901.518)	(11.200.242)
Custo de operação	27	-	-	(2.771.145)	(2.248.795)
Custo do serviço prestado a terceiros	27	-	-	(2.074.611)	(1.357.032)
<b>Lucro operacional bruto</b>		<b>1</b>	<b>1.713</b>	<b>4.997.632</b>	<b>4.306.020</b>
<b>Despesas operacionais</b>	27				
Despesas com vendas		-	-	(590.232)	(547.251)
Despesas gerais e administrativas		(42.771)	(50.860)	(947.072)	(849.416)
Outras despesas operacionais		-	-	(438.494)	(386.746)
<b>Resultado do serviço</b>		<b>(42.770)</b>	<b>(49.147)</b>	<b>3.021.834</b>	<b>2.522.608</b>
<b>Resultado de participações societárias</b>	12	1.349.766	922.362	312.390	311.414
<b>Resultado financeiro</b>	28				
Receitas financeiras		12.983	70.878	880.314	1.200.503
Despesas financeiras		(69.454)	(53.694)	(2.367.868)	(2.653.977)
		<b>(56.471)</b>	<b>17.183</b>	<b>(1.487.554)</b>	<b>(1.453.474)</b>
<b>Lucro antes dos tributos</b>		<b>1.250.525</b>	<b>890.398</b>	<b>1.846.670</b>	<b>1.380.547</b>
Contribuição social	9	(16.950)	(1.075)	(168.728)	(150.859)
Imposto de renda	9	(53.825)	11.562	(434.901)	(350.631)
		<b>(70.775)</b>	<b>10.487</b>	<b>(603.629)</b>	<b>(501.490)</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>1.179.750</b>	<b>900.885</b>	<b>1.243.042</b>	<b>879.057</b>
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores				1.179.750	900.885
Lucro (Prejuízo) líquido atribuído aos acionistas não controladores				63.292	(21.828)
Lucro por ação básico atribuído aos acionistas controladores - R\$	24			1,16	0,89
Lucro por ação diluído atribuído aos acionistas controladores - R\$	24			1,15	0,87

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



Demonstrações dos resultados abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016  
(Em milhares de reais)

	Controladora	
	2017	2016
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>1.179.750</b>	<b>900.885</b>
<b>Outros resultados abrangentes</b>		
<b>Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:</b>		
Resultado abrangente do exercício reflexo sobre os investimentos da Companhia	96.000	(394.175)
<b>Resultado abrangente do exercício - individual</b>	<b>1.275.750</b>	<b>506.709</b>
	Consolidado	
	2017	2016
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>1.243.042</b>	<b>879.057</b>
<b>Outros resultados abrangentes</b>		
<b>Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:</b>		
- Ganhos (Perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	96.000	(394.175)
<b>Resultado abrangente consolidado do exercício</b>	<b>1.339.042</b>	<b>484.882</b>
Resultado abrangente atribuído aos acionistas controladores	1.275.750	506.709
Resultado abrangente atribuído aos acionistas não controladores	63.292	(21.828)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.

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

	Reserva de lucros Reserva estatutária					Resultado abrangente acumulado			Participação de acionistas não controladores			Total do patrimônio líquido	
	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Ativo financeiro da concessão	Reforço de capital de giro	Dividendo	Custo atribuído	Entidade de previdência privada	Lucros acumulados	Total	Resultado abrangente acumulado		Outros componentes do patrimônio líquido
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2015</b>	5.348.312	468.862	694.058	585.450	392.972	-	457.491	(272.170)	-	7.674.196	15.320	2.440.623	10.130.140
<b>Resultado abrangente total</b>	-	-	-	-	-	-	-	(394.175)	900.885	505.710	-	(21.828)	484.882
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	900.885	500.885	-	(21.828)	879.057
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	-	-	-	-	(394.175)	-	(394.175)	-	-	(394.175)
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>	-	-	45.044	117.478	545.505	-	(25.778)	-	(552.249)	-	(1.748)	573	(1.175)
Realização do custo atribuído de ativo imobilizado	-	-	-	-	-	-	(39.058)	-	39.058	-	(2.645)	2.645	-
Efeitos fiscais sobre a realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	-	13.280	-	(13.280)	-	501	(501)	-
Constituição da reserva legal	-	-	45.044	-	-	-	-	-	(45.044)	-	-	-	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	117.478	545.505	-	-	-	(662.983)	-	-	-	-
Outras movimentações de acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.175)	(1.175)
<b>Transações de capital com os acionistas</b>	392.972	(68)	-	-	(392.972)	7.820	-	-	(218.636)	(218.684)	-	(30.292)	(241.176)
Aumento de capital	392.972	-	-	-	(392.972)	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendo prescrito	-	-	-	-	-	-	-	-	3.144	3.144	-	-	3.144
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	7.820	-	-	(7.820)	-	-	-	-
Dividendos distribuídos a não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(30.827)	(30.827)
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	-	-	-	-	-	(213.960)	(213.960)	-	-	(213.960)
Aumento de capital em controladas sem alteração no controle	-	(68)	-	-	-	-	-	-	-	(68)	-	535	467
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2016</b>	5.741.284	468.814	739.102	702.928	545.505	7.820	431.713	(666.346)	-	7.970.021	13.572	2.389.076	10.372.668
<b>Resultado abrangente total</b>	-	-	-	-	-	-	-	96.000	1.179.750	1.275.750	-	63.292	1.339.042
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	1.179.750	1.179.750	-	63.292	1.243.042
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais	-	-	-	-	-	-	-	96.000	-	96.000	-	-	96.000
<b>Mutações internas do patrimônio líquido</b>	-	-	58.988	123.673	746.541	-	(25.873)	-	(903.327)	-	(1.739)	1.625	(113)
Realização do custo atribuído de ativo imobilizado	-	-	-	-	-	-	(39.202)	-	39.202	-	(2.634)	2.634	-
Efeitos fiscais sobre a realização do custo atribuído	-	-	-	-	-	-	13.329	-	(13.329)	-	895	(895)	-
Constituição da reserva legal	-	-	58.988	-	-	-	-	-	(58.988)	-	-	-	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	123.673	746.541	-	-	-	(870.213)	-	-	-	-
Outras movimentações de acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(113)	(113)
<b>Transações de capital com os acionistas</b>	-	-	-	-	-	(7.820)	-	-	(276.423)	(284.243)	-	(241.011)	(525.254)
Aumento (redução) de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(122.791)	(122.791)
Dividendo prescrito	-	-	-	-	-	-	-	-	3.768	3.768	-	-	3.768
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.226)	(7.226)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aprovação da proposta de dividendo	-	-	-	-	-	(7.820)	-	-	(280.191)	(288.011)	-	(110.894)	(399.005)
Aumento de capital em controladas sem alteração no controle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	5.741.284	468.814	798.090	826.600	1.292.046	-	405.840	(578.346)	-	8.961.528	11.833	2.212.983	11.186.344

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



**CPFL Energia S/A**  
**Demonstrações dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro 2017 e 2016**  
 (Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>1.250.525</b>	<b>890.398</b>	<b>1.846.670</b>	<b>1.380.547</b>
<b>Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais</b>				
Depreciação e amortização	217	193	1.529.052	1.291.165
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	61	425	176.609	228.292
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	155.097	176.349
Encargos de dívida e atualizações monetárias e cambiais	61.520	42.395	1.863.311	2.052.959
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	-	-	113.898	76.638
Equivalência patrimonial	(1.349.766)	(922.362)	(312.390)	(311.414)
Provisão para perda de valor recuperável de ativos	-	-	20.437	48.291
Perda (ganho) na baixa de não circulante	-	-	132.195	83.576
PIS e COFINS diferidos	-	-	963	(8.579)
Outros	-	-	(19.074)	(1.832)
	<b>(37.443)</b>	<b>11.049</b>	<b>5.506.768</b>	<b>5.015.992</b>
<b>Redução (aumento) nos ativos operacionais</b>				
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-	-	(722.406)	(205.828)
Dividendo e juros sobre o capital próprio recebidos	1.172.336	1.606.073	730.178	83.356
Tributos a compensar	65.182	3.261	68.184	128.453
Depósitos judiciais	68	(37)	(248.128)	756.171
Ativo financeiro setorial	-	-	(425.004)	2.494.223
Contas a receber - CDE	-	-	(29.354)	186.052
Ativo financeiro da concessão (transmissoras)	-	-	(56.665)	(55.134)
Outros ativos operacionais	20.485	(10.033)	91.607	265.404
<b>Aumento (redução) nos passivos operacionais</b>				
Fornecedores	(2.116)	2.603	565.945	(782.963)
Outros tributos e contribuições sociais	263	(1.162)	(261.194)	(63.986)
Outras obrigações com entidade de previdência privada	-	-	(79.724)	(77.183)
Taxas regulamentares	-	-	215.522	(514.935)
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(466)	(1.115)	(206.788)	(216.998)
Passivo financeiro setorial	-	-	(1.089.592)	288.144
Contas a pagar - CDE	-	-	17.544	(70.907)
Outros passivos operacionais	(37.277)	18.203	141.759	(148.967)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações</b>	<b>1.181.032</b>	<b>1.628.842</b>	<b>4.218.652</b>	<b>7.080.894</b>
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(71.844)	(45.470)	(1.846.453)	(1.570.985)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(47.438)	(27.117)	(338.175)	(875.883)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais</b>	<b>1.061.750</b>	<b>1.556.255</b>	<b>2.034.024</b>	<b>4.634.026</b>
<b>Atividades de investimento</b>				
Valor pago em combinações de negócios, líquido do caixa adquirido	-	-	-	(1.496.675)
Redução (aumento) de capital em investidas	(9.400)	-	91.599	-
Aquisições de imobilizado	(185)	(573)	(685.856)	(1.026.867)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados	-	(200)	(93.933)	(125.517)
Adições de intangível	(51)	-	(1.884.577)	(1.211.082)
Venda de ativo não circulante	-	-	26.807	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	(383.340)	(1.384.520)	-	-
Operações de mútuo com controladas e coligadas	(72.199)	(41.405)	36.639	44.922
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento</b>	<b>(465.175)</b>	<b>(1.426.698)</b>	<b>(2.509.321)</b>	<b>(3.815.219)</b>
<b>Atividades de financiamento</b>				
Aumento (redução) de capital por acionistas não controladores	-	-	(122.791)	467
Captação de empréstimos e debêntures	-	609.060	3.398.084	3.774.355
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(434.000)	(888.408)	(5.273.261)	(4.016.693)
Liquidação de operações com derivativos	-	(4.711)	(102.641)	158.242
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(220.966)	(204.717)	(336.934)	(231.749)
Pagamento de aquisição de negócios	-	-	(2.514)	(21.234)
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento</b>	<b>(654.966)</b>	<b>(488.776)</b>	<b>(2.440.057)</b>	<b>(336.612)</b>
<b>Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(58.390)</b>	<b>(359.219)</b>	<b>(2.915.354)</b>	<b>482.195</b>
<b>Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>64.973</b>	<b>424.192</b>	<b>6.164.997</b>	<b>5.682.802</b>
<b>Saldo final de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>6.581</b>	<b>64.973</b>	<b>3.249.642</b>	<b>6.164.997</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



CPFL Energia S.A.

Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
<b>1 - Receita</b>	<b>237</b>	<b>2.461</b>	<b>40.687.927</b>	<b>31.664.675</b>
1.1 Receita de venda de energia e serviços	1	1.888	37.980.073	29.430.560
1.2 Receita relativa à construção de ativos próprios	236	573	789.529	1.056.442
1.3 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	-	-	2.073.423	1.354.023
1.4 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(155.097)	(176.349)
<b>2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros</b>	<b>(10.322)</b>	<b>(13.305)</b>	<b>(23.119.553)</b>	<b>(16.150.083)</b>
2.1 Custo com energia elétrica	-	-	(18.772.477)	(12.452.018)
2.2 Material	(150)	(625)	(1.895.728)	(1.711.064)
2.3 Serviços de terceiros	(8.275)	(10.420)	(1.716.068)	(1.352.299)
2.4 Outros	(1.897)	(2.260)	(735.280)	(634.701)
<b>3 - Valor adicionado bruto (1+2)</b>	<b>(10.085)</b>	<b>(10.844)</b>	<b>17.568.374</b>	<b>15.514.592</b>
<b>4 - Retenções</b>	<b>(217)</b>	<b>(193)</b>	<b>(1.534.034)</b>	<b>(1.293.924)</b>
4.1 Depreciação e amortização	(217)	(193)	(1.247.819)	(1.038.814)
4.2 Amortização do intangível de concessão	-	-	(286.215)	(255.110)
<b>5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)</b>	<b>(10.302)</b>	<b>(11.037)</b>	<b>16.034.341</b>	<b>14.220.668</b>
<b>6 - Valor adicionado recebido em transferência</b>	<b>1.391.611</b>	<b>998.853</b>	<b>1.279.055</b>	<b>1.609.777</b>
6.1 Receitas financeiras	41.845	76.491	966.664	1.298.363
6.2 Equivalência patrimonial	1.349.766	922.362	312.390	311.414
<b>7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)</b>	<b>1.381.309</b>	<b>987.815</b>	<b>17.313.396</b>	<b>15.830.445</b>
<b>8 - Distribuição do valor adicionado</b>				
<b>8.1 Pessoal e encargos</b>	<b>27.247</b>	<b>33.168</b>	<b>1.397.454</b>	<b>1.073.118</b>
8.1.1 Remuneração direta	15.690	17.914	813.004	660.138
8.1.2 Benefícios	10.184	13.978	516.208	359.604
8.1.3 F.G.T.S	1.374	1.276	68.242	53.376
<b>8.2 Impostos, taxas e contribuições</b>	<b>104.770</b>	<b>483</b>	<b>12.181.755</b>	<b>11.066.274</b>
8.2.1 Federais	104.738	443	6.696.508	6.109.701
8.2.2 Estaduais	32	40	5.460.674	4.938.832
8.2.3 Municipais	-	-	24.572	17.742
<b>8.3 Remuneração de capital de terceiros</b>	<b>69.541</b>	<b>53.279</b>	<b>2.491.145</b>	<b>2.811.995</b>
8.3.1 Juros	69.311	53.229	2.418.119	2.743.600
8.3.2 Aluguéis	230	50	73.026	68.394
<b>8.4 Remuneração de capital próprio</b>	<b>1.179.750</b>	<b>900.885</b>	<b>1.243.042</b>	<b>879.057</b>
8.4.1 Dividendo (incluindo adicional proposto)	250.550	192.857	272.294	143.379
8.4.2 Lucros retidos	929.201	708.027	970.748	735.678
	<b>1.381.309</b>	<b>987.815</b>	<b>17.313.396</b>	<b>15.830.445</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**CPFL ENERGIA S.A.**  
**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 CPFL Energia S.A. (“CPFL Energia” ou “Companhia”), é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída com o objetivo principal de atuar como holding, participando no capital de outras sociedades, dedicadas primariamente às atividades de distribuição, geração e comercialização de energia elétrica no Brasil.

A sede administrativa da Companhia está localizada na Rodovia Engº Miguel Noel Nascentes Burnier, km 2,5, Parque São Quirino - Campinas - SP - Brasil.

A Companhia possui participações diretas e indiretas nas seguintes controladas e empreendimentos controlados em conjunto:

Distribuição de energia	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)	Nº de municípios	Nº de consumidores aproximados (em milhares)	Prazo da concessão	Término da concessão
Companhia Paulista de Força e Luz (“CPFL Paulista”)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior de São Paulo	234	4.389	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Piratininga de Força e Luz (“CPFL Piratininga”)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior e litoral de São Paulo	27	1.720	30 anos	Outubro de 2028
Rio Grande Energia S.A. (“RGE”)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	255	1.485	30 anos	Novembro de 2027
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“RGE Sul”)	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 100%	Interior do Rio Grande do Sul	118	1.336	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Jaguar de Energia (“CPFL Santa Cruz”) (e)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo, Paraná e Minas Gerais	46	447	30 anos	Julho de 2045

Geração de energia (fontes convencionais e renováveis)	Tipo de sociedade	Participação societária	Localização (Estado)	Nº usinas / tipo de energia	Potência instalada (MW)	
					Total	Participação CPFL
CPFL Geração de Energia S.A. (“CPFL Geração”)	Sociedade por ações de capital aberto	Direta 100%	São Paulo e Goiás	3 usinas hidrelétricas (a)	1295	678
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas (“CERAN”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 usinas hidrelétricas	360	234
Foz do Chapecó Energia S.A. (“Foz do Chapecó”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51% (d)	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 usina hidrelétrica	855	436
Campos Novos Energia S.A. (“ENERCAN”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 usina hidrelétrica	880	429
BAESA - Energética Barra Grande S.A. (“BAESA”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 usina hidrelétrica	690	173
Centrais Elétricas do Paraíba S.A. (“EPASA”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 53,34%	Paraíba	2 usinas termelétricas	342	182
Paulista Lajeado Energia S.A. (“Paulista Lajeado”)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% (b)	Tocantins	1 usina hidrelétrica	903	63
CPFL Energias Renováveis S.A. (“CPFL Renováveis”)	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 51,60%	(c)	(c)	(c)	(c)
CPFL Centrais Geradoras Ltda (“CPFL Centrais Geradoras”)	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo e Minas Gerais	6 centrais geradoras hidrelétricas	4	4

Comercialização de energia	Tipo de sociedade	Atividade preponderante	Participação societária
CPFL Comercialização Brasil S.A. (“CPFL Brasil”)	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Direta 100%
Clion Assessoria e Comercialização de Energia Elétrica Ltda. (“CPFL Meridional”)	Sociedade limitada	Comercialização e prestação de serviços de energia	Indireta 100%
CPFL Comercialização Cone Sul S.A. (“CPFL Cone Sul”)	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%
CPFL Planalto Ltda. (“CPFL Planalto”)	Sociedade limitada	Comercialização de energia	Direta 100%
CPFL Brasil Varejista S.A. (“CPFL Brasil Varejista”)	Sociedade por ações de capital fechado	Comercialização de energia	Indireta 100%

<b>Prestação de serviços</b>	<b>Tipo de sociedade</b>	<b>Atividade preponderante</b>	<b>Participação societária</b>
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. ("CPFL Serviços")	Sociedade por ações de capital fechado	Fabricação, comercialização, locação e manutenção de equipamentos eletro-mecânicos e prestação de serviços	Direta 100%
NECT Serviços Administrativos Ltda ("Nect")	Sociedade limitada	Prestação de serviços administrativos	Direta 100%
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda. ("CPFL Atende")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de tele-atendimento	Direta 100%
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda. ("CPFL Total")	Sociedade limitada	Serviços de arrecadação e cobrança	Direta 100%
CPFL Eficiência Energética S.A. ("CPFL Eficiência")	Sociedade por ações de capital fechado	Gestão em eficiência energética	Direta 100%
TI Nect Serviços de Informática Ltda. ("Authi")	Sociedade limitada	Prestação de serviços de informática	Direta 100%
CPFL GD S.A. ("CPFL GD")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de geração	Indireta 100%

<b>Outras</b>	<b>Tipo de Sociedade</b>	<b>Atividade preponderante</b>	<b>Participação societária</b>
CPFL Jaguari de Geração de Energia Ltda ("Jaguari Geração")	Sociedade limitada	Sociedade de participação	Direta 100%
Chapecoense Geração S.A. ("Chapecoense")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 51%
Sul Geradora Participações S.A. ("Sul Geradora")	Sociedade por ações de capital fechado	Sociedade de participação	Indireta 99,95%
CPFL Telecom S.A. ("CPFL Telecom")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de telecomunicações	Direta 100%
CPFL Transmissão Piracicaba S.A. ("CPFL Transmissão Piracicaba")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
CPFL Transmissora Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%

- a) A CPFL Geração possui 51,54% sobre a energia assegurada e potência da UHE Serra da Mesa, cuja concessão pertence a Furnas. Os empreendimentos UHE Cariobinha e UTE Carioba encontram-se desativados enquanto aguardam posicionamento do Ministério de Minas e Energia sobre o encerramento antecipado de sua concessão e não constam no quadro.
- b) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A (5,94% de participação no capital social total).
- c) A CPFL Renováveis possui operações nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso, Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraná e Rio Grande do Sul, e tem como principais atividades (i) o investimento em sociedades no segmento de energias renováveis, (ii) a identificação, desenvolvimento e exploração de potenciais de geração e (iii) comercialização de energia elétrica. Em 31 de dezembro de 2017, a CPFL Renováveis era composta por um portfólio de 112 projetos de 2.508,4 MW de capacidade instalada (2.102,6 MW em operação), sendo:
- Geração de energia hidrelétrica: 46 pequenas centrais hidrelétricas - PCHs (543,2 MW) com 39 PCHs em operação (423 MW) e 7 PCHs em desenvolvimento (120,2 MW);
  - Geração de energia eólica: 57 projetos (1.594,1 MW) com 45 projetos em operação (1.308,5 MW) e 12 projetos em construção/desenvolvimento (285,6 MW);
  - Geração de energia a partir de biomassa: 8 usinas em operação (370 MW);
  - Geração de energia solar: 1 usina solar em operação (1,1 MW)
- d) O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral.
- e) Conforme descrito na nota 12.6.2, em 31 de dezembro de 2017 foi aprovada a incorporação das controladas Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa na empresa Companhia Jaguari de Energia, cujo nome fantasia passou a ser "CPFL Santa Cruz".

## **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\$ 1.797.477. A Companhia vem trabalhando nos planos de redução do capital circulante líquido negativo e em janeiro de 2018 as controladas captaram debentures no montante de R\$ 2.610.000 (nota 36). 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 individuais (controladora) e consolidadas foram preparadas em conformidade às normas internacionais de contabilidade (“IFRS” – Internacional *Financial Reporting Standards*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*, e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

A Companhia e suas controladas (“Grupo”) também se utilizam das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

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

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 33 de Instrumentos Financeiros.

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

A preparação das demonstrações financeiras exige que a Administração do Grupo 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 do Grupo 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 13 – Imobilizado (aplicação das vidas úteis definidas e principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 14 – Intangível (principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 18 – Entidade de previdência privada (principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos);
- Nota 21 – 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 25 – Receita operacional líquida (premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não faturados); e
- Nota 33 – 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 do Grupo é o Real, e as demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 Informações por segmento**

Um segmento operacional é um componente da Companhia (i) que possui atividades operacionais através das quais gera receitas e incorre em despesas, (ii) cujos resultados operacionais são regularmente revisados pela Administração na tomada de decisões sobre alocação de recursos e avaliação da performance do segmento, e (iii) para o qual haja informações financeiras individualizadas.

Os executivos do Grupo utilizam-se de relatórios para a tomada de decisões estratégicas segmentando os negócios em (i) atividades de distribuição de energia elétrica (“Distribuição”); (ii) atividades de geração de energia elétrica por fontes convencionais (“Geração”); (iii) atividades de geração de energia elétrica por fontes renováveis (“Renováveis”); (iv) atividades de comercialização de energia (“Comercialização”); (v) atividades de prestação de serviços (“Serviços”); e (vi) outras atividades não relacionadas nos itens anteriores.

Estão incluídos na apresentação dos segmentos operacionais, itens diretamente a eles atribuíveis, bem como eventuais alocações necessárias, incluindo ativos intangíveis, para detalhes vide nota 29.

## **2.6 Informações sobre participações societárias**

As participações societárias detidas pela Companhia nas controladas e empreendimentos controlados em conjunto, direta ou indiretamente, estão descritas na nota 1. Exceto (i) pelas empresas ENERCAN, BAESA, Chapecoense e EPASA que são registradas por equivalência patrimonial, e (ii) o investimento registrado ao custo pela controlada Paulista Lajeado na Investco S.A., as demais entidades são consolidadas de forma integral.

Em 31 de dezembro de 2017 e 2016, a participação de acionistas não controladores destacada no consolidado refere-se à participação de terceiros detida nas controladas CERAN, Paulista Lajeado e CPFL Renováveis.

## **2.7 Demonstração do valor adicionado**

A Companhia elaborou as demonstrações do valor adicionado (“DVA”) individual e consolidada 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 e como informação suplementar às demonstrações financeiras em IFRS, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.

## **( 3 ) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS**

As principais políticas contábeis utilizadas na preparação dessas demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 do Grupo.

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) e IFRIC 12 – Contratos de Concessão estabelecem 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 das concessionárias de distribuição é segregada e movimentada desde a data de sua construção, cumprindo as determinações existentes nos CPCs e IFRSs, 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 das distribuidoras 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 para as controladas do segmento de distribuição. O ativo financeiro das distribuidoras 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 25).

O ativo financeiro das transmissoras é classificado como empréstimos e recebíveis, mensurado inicialmente ao seu valor justo e subsequentemente pelo custo amortizado através do método de juros efetivos.

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) e IAS 11 – 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 as controladas gerenciam 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 ou suas controladas se tornam 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. O Grupo possui os seguintes principais ativos financeiros:

- (i) Registrados pelo valor justo por meio de resultado: são ativos mantidos para negociação ou designados como tal no momento do reconhecimento inicial. O Grupo gerencia estes ativos e tomam 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) Mantidos até o vencimento: são ativos para os quais o Grupo possui intenção e capacidade de manter até o vencimento. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo e, após seu reconhecimento inicial, mensurados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros, deduzidos de perdas por redução ao valor recuperável.
- (iii) 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.
- (iv) 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 das controladas de distribuição, 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 ou suas controladas se tornam parte das disposições contratuais do instrumento. O Grupo 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.

A Companhia realiza o registro contábil de garantias financeiras quando estas são concedidas para entidades não controladas ou quando a garantia financeira é concedida em um percentual maior que o de sua participação para cobertura de compromissos de empreendimentos controlados em conjunto. Tais garantias são inicialmente registradas ao valor justo, através de (i) um passivo que corresponde ao risco assumido do

não pagamento da dívida e que é amortizado contra receita financeira no mesmo tempo e proporção da amortização da dívida, e (ii) um ativo que corresponde ao direito de ressarcimento pela parte garantida ou uma despesa antecipada em função das garantias, que é amortizado pelo recebimento de caixa de outros acionistas ou pela taxa de juros efetiva durante o prazo da garantia. Subsequentemente ao reconhecimento inicial, as garantias são mensuradas periodicamente pelo maior valor entre o montante determinado de acordo com o CPC 25/IAS 37 e o montante inicialmente reconhecido, menos sua amortização acumulada.

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 33.

#### – Capital social

Ações ordinárias são classificadas como 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.

### **3.4 Imobilizado**

Os ativos imobilizados são registrados ao custo de aquisição, construção ou formação e estão deduzidos da depreciação acumulada e, quando aplicável, pelas perdas acumuladas por redução ao valor recuperável. Incluem ainda quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e em condição necessária para que estes estejam em condição de operar da forma pretendida pela Administração, os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados e custos de empréstimos sobre ativos qualificáveis.

O custo de reposição de um componente do imobilizado é reconhecido caso seja provável que traga benefícios econômicos para as controladas e se o custo puder ser mensurado de forma confiável, sendo baixado o valor do componente repostado. Os custos de manutenção são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A depreciação é calculada linearmente, a taxas anuais variáveis de 2% a 20%, levando em consideração a vida útil estimada dos bens e também a orientação do órgão regulador.

Os ganhos e perdas na alienação/baixa de um ativo imobilizado são apurados pela comparação dos recursos advindos da alienação com o valor contábil do bem, e são reconhecidos líquidos dentro de outras receitas/despesas operacionais.

Os bens e instalações utilizados nas atividades reguladas são vinculados a esses serviços, 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 desvinculação de bens considerados inservíveis à concessão, sendo o produto da alienação depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

### **3.5 Intangível**

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

O ágio (“goodwill”) resultante na aquisição de controladas é representado pela diferença entre o valor justo da contraprestação transferida pela aquisição de um negócio, somando a parcela dos acionistas não controladores, e o montante líquido do valor justo dos ativos e passivos da controlada adquirida.

O ágio é subsequentemente mensurado pelo custo, deduzido das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. Os ágios, bem como os demais ativos intangíveis de vida útil indefinida, se existirem, não estão sujeitos à amortização, sendo anualmente testados para verificar se os respectivos valores contábeis não superam os seus valores de recuperação.

Os deságios são registrados como ganhos no resultado do exercício quando da aquisição do negócio que os originou.

Nas demonstrações financeiras individuais, a mais valia dos ativos líquidos adquiridos em combinações de negócios é incluída ao valor contábil do investimento e sua respectiva amortização é classificada na demonstração do resultado individual na linha de “resultado de participações societárias” em atendimento ao ICPC 09 (R2). Nas demonstrações financeiras consolidadas este valor é apresentado como intangível e sua amortização é classificada na demonstração do resultado consolidado como “amortização de intangível de concessão” em outras despesas operacionais.

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões pode ter três origens distintas, fundamentadas pelos argumentos a seguir:

- (i) Adquiridos através de combinações de negócios: a parcela oriunda de combinações de negócios que corresponde ao direito de exploração da concessão está sendo amortizada linearmente.
- (ii) Investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 (R1) e IFRIC 12 – Contratos de Concessão): em função dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica firmados pelas controladas, o ativo intangível registrado corresponde ao direito que os concessionários possuem 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 de distribuição de energia elétrica 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 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.

- (iii) Uso do Bem Público: algumas concessões de geração foram concedidas mediante a contraprestação de pagamentos para a União a título de Uso do Bem Público. O registro desta obrigação na data da assinatura dos respectivos contratos, a valor presente, teve como contrapartida a conta de ativo intangível. Estes valores, capitalizados pelos juros incorridos da obrigação até a data de entrada em operação, estão sendo amortizados linearmente pelo período de cada concessão.

### **3.6 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.

O Grupo 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, como o ágio, 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 (ex: ágio, intangível de concessão) 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 ágio, em que a perda não pode ser revertida no período subsequente, caso exista, também é realizada uma análise para possível reversão do *impairment*.

### 3.7 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.

### 3.8 Benefícios a empregados

Algumas controladas possuem benefícios pós-emprego e planos de pensão, reconhecidos por competência em conformidade com o CPC 33 (R1) e IAS 19 (revisado 2011) – Benefícios a Empregados, sendo consideradas patrocinadoras destes planos. Apesar dos planos possuírem particularidades, têm as seguintes características:

- (i) Plano de Contribuição Definida: plano de benefícios pós-emprego pelo qual a 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.
- (ii) Plano de Benefício Definido: A obrigação líquida é calculada pela diferença entre o valor presente da obrigação atuarial obtida através de premissas, estudos biométricos e taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, e o valor justo dos ativos do plano na data do balanço. A obrigação atuarial é anualmente calculada por atuários independentes, sob responsabilidade da Administração, através do método da unidade de crédito projetada. Os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos em outros resultados abrangentes, conforme ocorrem. Os juros líquidos (receita ou despesa) são calculados aplicando a taxa de desconto no início do período ao valor líquido do passivo ou ativo de benefício definido. O registro de custos de serviços passados, quando aplicável, é efetuado imediatamente no resultado.

Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano.

### **3.9 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 e internacionais, CPC 24, IAS 10 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 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 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.

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.

### **3.10 Reconhecimento de receita**

A receita operacional do curso normal das atividades das controladas 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. As controladas de distribuição de energia efetuam a leitura de seus clientes baseada em uma rotina de leitura (calendarização e rota de leitura) e faturam mensalmente o consumo de MWh baseadas 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 de cada distribuidora disponibilizado no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais. A receita proveniente da venda da geração de energia é registrada com base na energia assegurada e com tarifas especificadas nos termos dos contratos de fornecimento ou no preço de mercado em vigor, conforme o caso. A receita de comercialização de energia é registrada com base em contratos bilaterais firmados com agentes de mercado e devidamente registrados na CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 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.

### **3.11 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, e os decorrentes de contabilização inicial em combinações de negócios.

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 e determinadas controladas registraram 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. As controladas registraram, também, créditos fiscais referentes ao benefício dos intangíveis incorporados, os quais estão sendo amortizados linearmente pelo prazo remanescente de cada 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.

### **3.12 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 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/IAS 33.

### **3.13 Subvenção governamental – CDE**

As subvenções governamentais somente são reconhecidas quando houver razoável segurança de que esses montantes serão recebidos pelo Grupo. 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 25) referem-se à compensação de descontos concedidos com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato às distribuidoras, nos termos do CPC 07/IAS 20.

### **3.14 Ativo e passivo financeiro setorial**

Conforme modelo tarifário, as tarifas de energia elétrica das distribuidoras devem considerar uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, estando as concessionárias e permissionárias autorizadas a cobrar de seus consumidores (após revisão e homologação pela ANEEL): (i) reajuste tarifário anual; e (ii) a cada quatro anos ou 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 das distribuidoras é, basicamente, composta pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma através do uso da infraestrutura (rede) de distribuição. As receitas das concessionárias são afetadas 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 pelas distribuidoras, classificáveis 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 concessionária 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.

### 3.15 Combinação de negócios

Combinações de negócios são registradas pelo método da aquisição. A contrapartida transferida em uma combinação de negócios é mensurada pelo valor justo, que é calculado pela soma dos valores justos dos ativos transferidos, dos passivos incorridos na data de aquisição para os antigos controladores da adquirida e das participações emitidas pela Companhia e controladas em troca do controle da adquirida. Os custos relacionados à aquisição são geralmente reconhecidos no resultado, quando incorridos.

Na data da aquisição, ativos e passivos são reconhecidos pelo valor justo, exceto por: (i) tributos diferidos, (ii) benefícios a empregados e (iii) instrumentos de patrimônio líquido.

As participações dos acionistas não controladores poderão ser inicialmente mensuradas pelo valor justo ou com base na parcela proporcional das participações de acionistas não controladores nos valores reconhecidos dos ativos líquidos identificáveis da adquirida. A seleção do método de mensuração é feita transação a transação.

A diferença líquida positiva, se houver, entre a contraprestação transferida, somada à parcela dos acionistas não controladores, e o valor justo dos ativos identificados (incluindo ativo intangível de exploração da concessão) e passivos assumidos líquidos, na data da aquisição, é registrada como ágio (“goodwill”). Em caso de diferença líquida negativa, uma compra vantajosa é identificada e o ganho é registrado na demonstração de resultado do exercício, na data da aquisição.

### 3.16 Base de consolidação

#### (i) Combinações de negócios

A Companhia mensura o ágio como o valor justo da contraprestação transferida incluindo o valor reconhecido de qualquer participação de não-controladores na companhia adquirida, deduzindo o valor justo reconhecido dos ativos e passivos assumidos identificáveis, todos mensurados na data da aquisição.

#### (ii) Controladas e empreendimentos controlados em conjunto

As demonstrações financeiras de controladas são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle se inicia até a data em que deixa de existir. Para os empreendimentos controlados em conjunto (*joint venture*), este registro se dá por meio do método de equivalência patrimonial a partir do momento em que o controle compartilhado se inicia.

As políticas contábeis das controladas e dos empreendimentos controlados em conjunto consideradas na consolidação e ou equivalência patrimonial, conforme o caso, estão alinhadas com as políticas contábeis adotadas pela Companhia.

Nas demonstrações financeiras individuais da controladora as informações financeiras de controladas e de empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial. Nas demonstrações financeiras consolidadas, as informações dos empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial.

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem os saldos e transações da Companhia e de suas controladas. Os saldos e transações de ativos, passivos, receitas e despesas foram consolidados integralmente para as controladas. Anteriormente à consolidação com as demonstrações financeiras da Companhia, as demonstrações financeiras das controladas CPFL Geração, CPFL Brasil, CPFL Jaguari Geração, CPFL Renováveis e CPFL Eficiência Energética são consolidadas integralmente com as de suas respectivas controladas.

Saldos e transações entre empresas do grupo, e quaisquer receitas ou despesas derivadas destas transações, são eliminados na preparação das demonstrações financeiras consolidadas. Ganhos não realizados oriundos de transações com companhias investidas são eliminados na proporção da participação da CPFL Energia na controlada, se aplicável. Prejuízos não realizados são eliminados da mesma maneira como são eliminados os ganhos não realizados, mas somente até o ponto em que não haja evidência de perda por redução ao valor recuperável.

Para controladas, a parcela relativa aos acionistas não controladores está destacada no patrimônio líquido e nas demonstrações do resultado e resultado abrangente em cada exercício apresentado.

Os saldos dos empreendimentos controlados em conjunto, bem como o percentual de participação da Companhia em cada um deles, está descrito na nota 12.4.

(iii) Aquisição de participação de acionistas não-controladores

É registrada como transação entre acionistas. Conseqüentemente, nenhum ganho ou ágio é reconhecido como resultado de tal transação.

### **3.17 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 IAS 12 / CPC 32 – Reconhecimento de ativos fiscais diferidos sobre perdas não realizadas**

Emitidas em 19 de janeiro de 2016, as alterações ao IAS 12 / 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 IAS 12 / CPC 32 não causou impactos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

#### **b) Alterações ao IAS 7 / CPC 03 (R2) – Demonstração dos Fluxos de Caixa**

Emitidas em 29 de janeiro de 2016, as alterações ao IAS 7 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 IAS 7 / CPC 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 IAS 7 geraram divulgação adicional, refletidas nas notas 17 – Empréstimos e financiamentos, 18 – Debêntures e 33 – Instrumentos Financeiros.

#### **c) 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 as medidas referentes ao Ciclo 2014-2016, das quais a seguinte entrou em vigor para os exercícios iniciados a partir de 1º de janeiro de 2017:

Alterações ao IFRS 12 – Divulgação de participações em outras entidades: esclarece o escopo do pronunciamento, com relação à participação de entidades em outras entidades que estejam classificadas como disponíveis para venda ou operações descontinuadas de acordo com o IFRS 5.

Considerando que a Companhia não possui participação em outras entidades que estejam classificadas como disponíveis para venda ou operações descontinuadas, não houve efeitos destas alterações sobre as divulgações e montantes reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

### **3.18 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) IFRS 9 / CPC 48 - Instrumentos financeiros**

O IFRS 9 / 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 IAS 39 / 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 IFRS 9 requer o modelo de expectativa de perda no crédito, ao contrário do modelo de perda efetiva do crédito mencionada no IAS 39 / 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 IFRS 9 mantém os três tipos de mecanismo de contabilização de *hedge* previstos no IAS 39, 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.

As controladas de distribuição da Companhia possuem ativos relevantes classificados como “disponíveis para venda”, de acordo com os requerimentos atuais do IAS 39 / CPC 38. Estes ativos representam o direito à indenização ao final do prazo de concessão das controladas de distribuição. A designação destes instrumentos como disponíveis para venda ocorre em função da não classificação nas outras três categorias descritas no IAS 39 / 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 consolidadas da Companhia.

As controladas de transmissão possuem ativos classificados como “empréstimos e recebíveis”, de acordo com os requerimentos atuais do IAS 39 / CPC 38. Estes ativos representam dois componentes: o direito de recebimento de “Receita Anual Permitida – RAP” a ser recebida ao longo da concessão e a indenização ao término da concessão. A designação destes instrumentos como empréstimos e recebíveis é devido ao fato de serem ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis que não são cotados no mercado ativo. A opinião da Administração é que o ativo decorrente de recebimento de RAP será classificado e mensurado ao custo amortizado com a nova norma, não havendo impactos nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Com relação à indenização que será devida ao final da concessão, a mesma se dará pela parcela dos ativos não depreciados ao longo da concessão pelo seu valor novo de reposição. Considerando que o cálculo do montante a ser recebido sofrerá modificações ao longo da concessão, a Administração estuda a possibilidade de mensurar e classificar esta parcela do ativo financeiro como valor justo contra o resultado. Neste momento, a opinião da Administração é de que os efeitos desta possível mudança sejam imateriais.

Adicionalmente, como o Grupo não aplica a contabilização de *hedge*, a Administração concluiu que não haverá impacto relevante nas informações divulgadas ou valores registrados em suas demonstrações financeiras consolidadas 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\$70 a R\$80 milhões.

Considerando que o Grupo detém determinados passivos financeiros designados a valor justo contra o resultado, a Administração afirma que haverá impactos nas suas demonstrações financeiras consolidadas 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\$ 92.138.

#### **b) IFRS 15 / CPC 47 e Esclarecimentos ao IFRS 15 - Receita de contratos com clientes**

O IFRS 15 / 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 IAS 18 / CPC 30 (R1) - Receitas, IAS 11 / 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 IFRS 15, 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 IFRS 15 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 do Grupo e não identificou nenhum impacto relevante da adoção desta norma em suas demonstrações financeiras consolidadas. 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/IFRS 15.

#### **c) IFRS 16 / CPC 06 (R2) - Arrendamentos**

Emitida em 13 de janeiro de 2016, estabelece, na visão do arrendatário, nova forma de registro contábil para os arrendamentos atualmente classificados como arrendamentos operacionais, cujo registro contábil passa a ser realizado de forma similar aos arrendamentos classificados como financeiros. No que diz respeito aos arrendadores, praticamente mantém os requerimentos do IAS 17 / CPC 06 (R1), incluindo apenas alguns aspectos adicionais de divulgação.

O IFRS 16 / CPC 06 (R2) será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2019. A Companhia está avaliando o pronunciamento e sua adoção e preliminarmente prevê que o principal impacto será o registro de arrendamentos de imóveis (sob a posição de arrendatária), mas não espera impactos materiais na adoção deste pronunciamento.

#### **d) 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 do Grupo 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 do Grupo avalia que o IFRIC 22 não causará impactos relevantes em suas demonstrações financeiras consolidadas.

#### **e) 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 em suas demonstrações financeiras consolidadas. Com base em avaliação preliminar, a Administração acredita que a aplicação dessas alterações não terá um efeito relevante sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas

demonstrações financeiras consolidadas.

#### ( 4 ) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO

Diversas políticas e divulgações contábeis do Grupo 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, o Grupo determinou o valor justo conforme IFRS 13/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.

##### - Imobilizado e intangível

O valor justo do imobilizado e intangível reconhecido em função de uma combinação de negócios é baseado em valores de mercado. O valor de mercado destes bens é o valor estimado para o qual um ativo poderia ser trocado na data de avaliação entre partes conhecedoras e interessadas em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração. O valor justo dos itens do ativo imobilizado é baseado na abordagem de mercado e nas abordagens de custos através de preços de mercado cotados para itens semelhantes, quando disponíveis, e custo de reposição quando apropriado.

##### - 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 33) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora. As premissas de cálculo de valor justos estão descritas na nota 33.

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 das concessionárias de distribuição, 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 das distribuidoras. Este processo, realizado a cada quatro ou cinco anos, de acordo com cada concessionária, 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 de distribuição 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

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Saldos bancários	508	426	365.031	170.884
Aplicações financeiras	6.073	64.548	2.884.611	5.994.112
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	42	64.541	178.444	95.034
Certificado de depósito bancário (b)	-	-	785.074	2.357.187
Operações compromissadas em debêntures (b)	-	-	3.268	58.616
Fundos de investimento (c)	6.032	6	1.917.825	3.483.274
<b>Total</b>	<b>6.581</b>	<b>64.973</b>	<b>3.249.642</b>	<b>6.164.997</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**

No consolidado, o saldo é oriundo, principalmente, das atividades de fornecimento de energia elétrica, cuja composição em 31 de dezembro de 2017 e 2016, é como segue:

	Consolidado				
	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2017	31/12/2016
<b>Circulante</b>					
<b>Classes de consumidores</b>					
Residencial	602.525	457.273	53.805	1.113.604	932.380
Industrial	322.250	77.148	84.232	483.630	386.826
Comercial	254.605	86.290	41.574	382.470	317.111
Rural	74.136	18.409	6.117	98.663	97.444
Poder público	69.333	15.638	3.939	88.910	94.348
Iluminação pública	58.475	6.573	2.485	67.533	73.142
Serviço público	87.159	8.972	4.713	100.843	97.503
<b>Faturado</b>	<b>1.468.483</b>	<b>670.303</b>	<b>196.865</b>	<b>2.335.653</b>	<b>1.998.754</b>
Não faturado	1.008.486	-	-	1.008.486	1.095.188
Parcelamento de débito de consumidores	169.171	20.784	39.885	229.840	170.982
Operações realizadas na CCEE	182.128	229.887	1.052	413.067	289.761
Concessionárias e permissionárias	508.046	423	7.950	516.419	390.333
Outros	36.011	-	-	36.011	39.974
	<b>3.372.325</b>	<b>921.397</b>	<b>245.752</b>	<b>4.539.476</b>	<b>3.984.991</b>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(238.193)	(219.098)
<b>Total</b>				<b>4.301.283</b>	<b>3.765.893</b>
<b>Não circulante</b>					
Parcelamento de débito de consumidores	217.944	-	-	217.944	198.875
Energia livre	5.976	-	-	5.976	5.436
Operações realizadas na CCEE	41.301	-	-	41.301	41.301
	<b>265.221</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>265.221</b>	<b>245.612</b>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(28.683)	(42.427)
<b>Total</b>				<b>236.539</b>	<b>203.185</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 das controladas, para os montantes sem garantia ou sem expectativa de recebimento, foram constituídas provisões para créditos de liquidação duvidosa.

**Operações realizadas na CCEE** - Os valores referem-se à comercialização no mercado de curto prazo de energia elétrica. Os valores de longo prazo compreendem principalmente: (i) ajustes de contabilizações realizados pela CCEE para contemplar determinações judiciais (liminares) nos processos de contabilização para o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002; e (ii) registros escriturais provisórios determinados pela CCEE. As controladas entendem não haver riscos significativos na realização desses ativos e, conseqüentemente, nenhuma provisão foi contabilizada para este fim.

**Concessionárias e permissionárias** - Refere-se, basicamente, a saldos a receber decorrentes do suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e permissionárias, efetuados, principalmente, pelas controladas CPFL Geração, CPFL Brasil e CPFL Renováveis.

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

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está demonstrada a seguir:

	<b>Consumidores, concessionárias e permissionárias</b>	<b>Outros créditos (nota 11)</b>	<b>Total</b>
<b>Saldo em 31/12/2015</b>	<b>(159.194)</b>	<b>(14.441)</b>	<b>(173.634)</b>
Combinação de Negócios	(70.636)	(16.187)	(86.823)
Provisão revertida (constituída) líquida	(258.377)	(969)	(259.347)
Recuperação de receita	82.393	605	82.998
Baixa de contas a receber provisionadas	144.289	3.000	147.289
<b>Saldo em 31/12/2016</b>	<b>(261.525)</b>	<b>(27.992)</b>	<b>(289.517)</b>
Provisão revertida (constituída) líquida	(263.668)	(1.439)	(265.107)
Recuperação de receita	110.008	-	110.008
Baixa de contas a receber provisionadas	148.309	52	148.361
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>(266.876)</b>	<b>(29.379)</b>	<b>(296.255)</b>
Circulante	(238.193)	(29.379)	(267.572)
Não Circulante	(28.683)	-	(28.683)

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída com base no histórico e probabilidade de inadimplência e, especificamente para as distribuidoras, 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

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
<b>Circulante</b>				
Antecipações de contribuição social - CSLL	227	5.508	7.257	14.141
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	1.725	2.282	21.887	35.534
Imposto de renda e contribuição social a compensar	15.099	45.457	59.658	94.268
<b>Imposto de renda e contribuição social a compensar</b>	<b>17.051</b>	<b>53.246</b>	<b>88.802</b>	<b>143.943</b>
Imposto de renda retido na fonte sobre juros sobre o capital próprio	43.467	3.126	43.841	3.642
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	2.893	26.150	103.277	115.189
ICMS a compensar	-	-	104.843	82.090
Programa de integração social - PIS	56	52	8.447	9.062
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	283	262	37.699	39.984
Instituto nacional de seguridade social - INSS	-	-	7.597	6.374
Outros	-	-	541	3.564
<b>Outros tributos a compensar</b>	<b>46.699</b>	<b>29.589</b>	<b>306.244</b>	<b>259.905</b>
<b>Total Circulante</b>	<b>63.750</b>	<b>82.836</b>	<b>395.046</b>	<b>403.848</b>
<b>Não circulante</b>				
Contribuição social a compensar - CSLL	-	-	58.856	55.498
Imposto de renda a compensar - IRPJ	-	-	2.608	10.037
<b>Imposto de renda e contribuição social a compensar</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>61.464</b>	<b>65.535</b>
ICMS a compensar	-	-	159.624	122.415
Programa de integração social - PIS	-	-	1.024	800
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	-	-	4.719	3.687
Outros	-	-	6.613	5.849
<b>Outros tributos a compensar</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>171.980</b>	<b>132.751</b>
<b>Total Não circulante</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>233.444</b>	<b>198.286</b>

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

**Contribuição social a compensar – CSLL** - No não circulante, refere-se basicamente à decisão favorável em ação judicial movida pela controlada CPFL Paulista, transitada em julgado. A controlada CPFL Paulista está aguardando a autorização de habilitação do crédito junto à Receita Federal, para realizar sua posterior compensação.

**ICMS a compensar** – No não circulante, refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativos imobilizados, 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:

	Consolidado									
	Saldo em 31/12/2016			Receita operacional		Resultado financeiro	Recabimento	Saldo em 31/12/2017		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária	Via bandeira tarifária (nota 25.4)	Diferido	Homologado	Total
Parcela "A"	(762.573)	190.369	(572.203)	1.187.928	536.269	(76.726)	(186.242)	924.943	(235.916)	689.026
CVA (*)										
CDE (**)	(342.161)	(70.301)	(412.462)	(405.409)	366.715	(39.267)	-	(235.901)	(263.520)	(499.422)
Custos energia elétrica	(506.490)	(239.777)	(746.267)	2.618.754	751.840	(31.144)	(385.704)	1.625.759	(18.280)	1.607.479
ESS e EER (***)	(406.668)	(124.411)	(530.979)	(1.003.482)	450.638	(57.165)	(151)	(974.091)	(167.048)	(1.141.139)
Proleta	3.492	31.414	34.906	(28.048)	(18.829)	(6.600)	-	(610)	(17.961)	(18.572)
Rede básica	27.527	9.660	37.187	1.448	(35.035)	(376)	-	(20.163)	23.387	3.224
Repasso de Itaipu	147.012	442.911	589.923	1.022.892	(570.453)	43.016	-	959.518	125.860	1.085.378
Transporte de Itaipu	7.646	7.281	14.927	13.992	(13.705)	-394	-	7.802	7.806	15.608
Neutralidade dos encargos setoriais	142.091	164.375	306.466	89.103	(258.685)	7.767	-	32.566	112.084	144.651
Sobrecontratação	164.878	(30.782)	134.096	(521.321)	(126.217)	5.648	(387)	(469.937)	(38.244)	(508.181)
Outros componentes financeiros	(182.958)	(159.759)	(342.717)	(72.877)	249.516	(5.607)	-	(193.496)	21.812	(171.685)
Devolução referente liminares	(76.615)	(132.410)	(209.025)	(19.038)	190.291	806	-	-	(27.968)	(27.968)
Dúvidas	(106.343)	(27.349)	(133.692)	(62.839)	59.226	(6.412)	-	(193.496)	49.780	(143.717)
<b>Total</b>	<b>(945.530)</b>	<b>30.612</b>	<b>(914.918)</b>	<b>1.115.051</b>	<b>785.786</b>	<b>(82.333)</b>	<b>(186.242)</b>	<b>731.447</b>	<b>(214.104)</b>	<b>517.343</b>
Ativo circulante			-							210.034
Ativo não circulante										355.003
Passivo circulante			(597.515)							(40.111)
Passivo não circulante			(317.405)							(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 3.14. 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, para as controladas CPFL Piratininga e Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa (agrupadas em 2017 e com o nome fantasia "CPFL Santa Cruz" conforme nota explicativa 12.6.2); (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 e débitos fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
<b>Crédito (Débito) de contribuição social</b>				
Bases negativas	38.216	42.841	103.903	123.389
Benefício fiscal do intangível incorporado	-	-	105.065	86.377
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(408)	1.125	(305.677)	(332.750)
<b>Subtotal</b>	<b>37.808</b>	<b>43.966</b>	<b>(96.708)</b>	<b>(122.984)</b>
<b>Crédito (Débito) de imposto de renda</b>				
Prejuízos fiscais	109.103	123.980	303.543	358.683
Benefício fiscal do intangível incorporado	-	-	342.262	295.987
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(1.132)	3.126	(844.948)	(923.383)
<b>Subtotal</b>	<b>107.971</b>	<b>127.106</b>	<b>(199.141)</b>	<b>(268.713)</b>
<b>Crédito (Débito) de PIS e COFINS</b>				
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	-	-	(10.543)	(9.580)
<b>Total</b>	<b>145.779</b>	<b>171.073</b>	<b>(306.392)</b>	<b>(401.276)</b>
Total crédito fiscal	145.779	171.073	943.199	922.858
Total débito fiscal	-	-	(1.249.591)	(1.324.134)

### 9.2 Benefício fiscal do intangível incorporado

Refere-se ao crédito fiscal calculado sobre os intangíveis de aquisição de controladas, conforme demonstrado na tabela abaixo, os quais foram incorporados e estão registrados de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R2) - Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos intangíveis incorporados que o originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização, durante o prazo remanescente da concessão, demonstrado na nota 14.

	Consolidado			
	31/12/2017		31/12/2016	
	CSSL	IRPJ	CSSL	IRPJ
CPFL Paulista	45.872	127.421	50.497	140.270
CPFL Piratininga	11.215	38.491	12.251	42.044
RGE	21.513	88.843	23.629	97.584
RGE Sul	26.466	73.515	-	-
CPFL Geração	-	13.992	-	16.090
<b>Total</b>	<b>105.065</b>	<b>342.262</b>	<b>86.377</b>	<b>295.987</b>

### 9.3 Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis / tributáveis

	Consolidado					
	31/12/2017			31/12/2016		
	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS	CSLL	IRPJ	PIS/COFINS
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis</b>						
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	53.687	149.130	-	45.065	125.182	-
Entidade de previdência privada	2.331	6.476	-	1.711	4.753	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	27.354	75.985	-	26.543	73.729	-
Provisão energia livre	8.382	23.284	-	7.718	21.440	-
Programas de P&D e eficiência energética	21.851	60.697	-	17.474	48.538	-
Provisão relacionada a pessoal	4.111	11.420	-	3.422	9.506	-
Diferença de taxas de depreciação	5.535	15.374	-	6.200	17.223	-
Derivativos	(48.848)	(135.690)	-	(54.368)	(151.023)	-
Registro da concessão - ajuste do intangível (IFRS/CPC)	(7.291)	(20.253)	-	(8.355)	(23.208)	-
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro (IFRS/CPC)	(117.527)	(324.387)	(7.881)	(104.080)	(287.990)	(6.157)
Perdas atuariais (IFRS / CPC)	25.716	71.432	-	25.390	70.527	-
Instrumentos financeiros (IFRS/CPC)	(5.291)	(14.694)	-	(10.022)	(27.838)	-
Depreciação acelerada incentivada	(104)	(288)	-	(73)	(204)	-
Outros	(15.699)	(41.527)	(2.662)	4.491	12.281	(3.423)
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado</b>						
Ativo imobilizado - ajustes custo atribuído (IFRS/CPC)	(51.961)	(144.336)	-	(55.223)	(153.398)	-
Perdas atuariais (IFRS/CPC)	36.607	101.687	-	49.698	138.051	-
<b>Diferenças temporariamente indedutíveis - combinação de negócios</b>						
<b>Impostos diferidos - ativo:</b>						
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	13.188	36.635	-	-	-	-
Valor justo de ativo imobilizado (menos valia de ativos)	21.294	59.150	-	22.771	63.252	-
<b>Impostos diferidos - passivo:</b>						
Valor justo de ativo imobilizado (mais valia de ativos)	(25.811)	(71.699)	-	(27.472)	(76.310)	-
Mais valia decorrente da apuração de custo atribuído	(62.354)	(173.207)	-	(78.443)	(217.897)	-
Mais valia de ativos recebidos da antiga ERSAs	-	-	-	-	-	-
Intangível - direito de exploração/autorização em controladas indiretas adquiridas	(184.703)	(513.064)	-	(183.443)	(509.563)	-
Outras diferenças temporárias	(6.145)	(17.071)	-	(21.754)	(60.435)	-
<b>Total</b>	<b>(305.677)</b>	<b>(844.947)</b>	<b>(10.543)</b>	<b>(332.750)</b>	<b>(923.383)</b>	<b>(9.580)</b>

### 9.4 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 estão baseadas no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido, prejuízo fiscal e base negativa baseadas nas projeções de resultados futuros. Estas projeções são aprovadas pelo Conselho de Administração e apreciadas pelo Conselho Fiscal. Sua composição é como segue:

	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
2018	14.892	262.544
2019	31.826	189.889
2020	52.699	196.680
2021	47.984	158.586
2022	20	112.625
2023 a 2025	61	325.268
2026 a 2028	41	427.653
2029 a 2031	-	16.756
2032 a 2034	-	8.603
<b>Total</b>	<b>147.523</b>	<b>1.698.605</b>

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

	Controladora			
	2017		2016	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>1.250.525</b>	<b>1.250.525</b>	<b>890.398</b>	<b>890.398</b>
<b>Ajustes para refletir a alíquota efetiva:</b>				
Equivalência patrimonial	(1.349.766)	(1.349.766)	(922.362)	(922.362)
Amortização de intangível adquirido	(13.528)	-	(13.528)	-
Receita juros sobre o capital próprio	289.783	289.783	20.837	20.837
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	11.319	24.757	13.672	21.434
<b>Base de cálculo</b>	<b>188.333</b>	<b>215.299</b>	<b>(10.983)</b>	<b>10.307</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Débito fiscal apurado</b>	<b>(16.950)</b>	<b>(53.825)</b>	<b>988</b>	<b>(2.577)</b>
Crédito fiscal reconhecido (não reconhecido), líquido	-	-	(2.063)	14.138
<b>Total</b>	<b>(16.950)</b>	<b>(53.825)</b>	<b>(1.075)</b>	<b>11.562</b>
Corrente	(10.792)	(34.689)	(4.357)	(15.840)
Diferido	(6.158)	(19.136)	3.282	27.402

	Consolidado			
	2017		2016	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
<b>Lucro antes dos tributos</b>	<b>1.846.670</b>	<b>1.846.670</b>	<b>1.380.547</b>	<b>1.380.547</b>
<b>Ajustes para refletir a alíquota efetiva:</b>				
Equivalência patrimonial	(312.390)	(312.390)	(311.414)	(311.414)
Amortização de intangível adquirido	48.649	62.756	48.649	62.756
Efeito regime lucro presumido	(352.101)	(430.296)	(175.110)	(234.827)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	134.778	134.778	119.272	119.272
Incentivo fiscal - lucro de exploração	-	(71.340)	-	(112.232)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	74.015	82.631	6.420	(24.063)
<b>Base de cálculo</b>	<b>1.439.621</b>	<b>1.312.809</b>	<b>1.068.364</b>	<b>880.040</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
<b>Crédito (Débito) fiscal apurado</b>	<b>(129.566)</b>	<b>(328.202)</b>	<b>(96.153)</b>	<b>(220.010)</b>
Crédito fiscal reconhecido (não reconhecido), líquido	(39.162)	(106.699)	(54.706)	(130.621)
<b>Total</b>	<b>(168.728)</b>	<b>(434.901)</b>	<b>(150.859)</b>	<b>(350.631)</b>
Corrente	(153.543)	(387.076)	(244.015)	(623.183)
Diferido	(15.185)	(47.825)	93.156	272.552

**Amortização de intangível adquirido** - Refere-se à parcela não dedutível da amortização do intangível originado na aquisição de controladas. Na controladora, tais valores são classificados na linha de resultado de equivalência patrimonial, em atendimento do ICPC 09 (R2) (nota 14).

**Crédito fiscal constituído (não constituído), líquido** – O crédito fiscal constituído corresponde à parcela do crédito fiscal sobre o prejuízo fiscal e base negativa, registrada em função da revisão das projeções de resultados futuros. A parcela de crédito não constituído corresponde ao prejuízo gerado para o qual, neste momento, não há razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes à sua absorção.

A despesa de imposto de renda e contribuição social diferidos registrada no resultado do exercício é de R\$ 63.010 refere-se a (i) prejuízo fiscal e base negativa (R\$ 74.626); (ii) benefício fiscal do ágio incorporado (R\$ 35.018) e (iii) diferenças temporárias (receita de R\$ 46.634).

## 9.6 Imposto de renda e contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2017 e 2016 foram os seguintes:

	Consolidado			
	2017		2016	
	C SLL	IRPJ	C SLL	IRPJ
Perdas (ganhos) atuariais	(166.857)	(166.857)	527.430	527.430
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	21.399	21.399	(8.738)	(8.738)
<b>Base de cálculo</b>	<b>(145.458)</b>	<b>(145.458)</b>	<b>518.692</b>	<b>518.692</b>
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	<b>13.092</b>	<b>36.365</b>	<b>(46.682)</b>	<b>(129.673)</b>
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	-	-	13.719	38.111
<b>Tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes</b>	<b>13.092</b>	<b>36.365</b>	<b>(32.963)</b>	<b>(91.562)</b>

## 9.7 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31 de dezembro de 2017, a controladora possui créditos fiscais relativos a prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social não reconhecidos no montante de R\$ 86.977, por não haver, neste momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros. Este montante pode ser objeto de reconhecimento contábil no futuro, de acordo com as revisões anuais das projeções de geração de lucros tributáveis.

Algumas controladas também possuem créditos de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre prejuízos fiscais e bases negativas que não foram reconhecidos por não haver, neste momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes à absorção dos referidos ativos. Em 31 de dezembro de 2017, as principais controladas que possuem tais créditos de imposto de renda e contribuição social não registrados são CPFL Renováveis (R\$ 952.402), RGE Sul (R\$ 248.705), Sul Geradora (R\$ 72.645), CPFL Telecom (R\$ 33.321), e CPFL Jaguari Geração (R\$ 2.486). Não há prazo de prescrição para utilização dos prejuízos fiscais e bases negativas.

**( 10 ) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO**

	<u>Distribuidoras</u>	<u>Transmissoras</u>	<u>Consolidado</u>
<b>Saldo em 31/12/2015</b>	<b>3.483.713</b>	<b>123.391</b>	<b>3.607.104</b>
Circulante	-	9.630	9.630
Não circulante	3.483.713	113.761	3.597.474
Adições	655.456	50.580	706.036
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	203.452	-	203.452
Atualização - ativo mensurado ao custo amortizado	-	16.088	16.088
Recebimento RAP	-	(9.727)	(9.727)
Baixas	(25.392)	-	(25.392)
Combinações de Negócios	876.281	-	876.281
<b>Saldo em 31/12/2016</b>	<b>5.193.511</b>	<b>180.333</b>	<b>5.373.844</b>
Circulante	-	10.700	10.700
Não circulante	5.193.511	169.633	5.363.144
Adições	972.254	46.261	1.018.515
Ajuste de expectativa de fluxo de caixa	212.294	-	212.294
Atualização - ativo mensurado ao custo amortizado	-	27.807	27.807
Recebimento RAP	-	(15.677)	(15.677)
Baixas	(35.039)	-	(35.039)
Combinação de negócios	(12.338)	-	(12.338)
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>6.330.681</b>	<b>238.723</b>	<b>6.569.404</b>
Circulante	-	23.736	23.736
Não circulante	6.330.681	214.987	6.545.668

O saldo refere-se ao ativo financeiro correspondente ao direito estabelecido nos contratos de concessões das distribuidoras (mensurados a valores justos) e transmissoras de energia (mensurado ao custo amortizado) de receber caixa (i) via indenização no momento da reversão dos ativos ao poder concedente ao término da concessão e (ii) direito das transmissoras de receber caixa ao longo da concessão via receita anual permitida ("RAP").

Para as distribuidoras de energia, 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 25) no resultado do exercício.

Para as transmissoras de energia, a remuneração deste ativo é reconhecida de acordo com a taxa interna de retorno, que leva em consideração o investimento realizado, a RAP a ser recebida ao longo da concessão e a indenização no momento da reversão dos ativos ao poder concedente. A atualização de R\$ 27.807 tem como contrapartida outras receitas e rendas operacionais (R\$ 16.088 em 2016).

Os valores apresentados na linha "Combinação de negócios" referem-se aos montantes complementares referente à aquisição da RGE Sul, cuja contabilização final da combinação de negócios se deu em 30 de setembro de 2017, conforme nota 12.5.

## ( 11 ) OUTROS CRÉDITOS

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Adiantamentos - Fundação CESP	7.851	7.533	6.797	-
Adiantamentos - fornecedores	31.981	15.787	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	159.291	106.925	621.489	533.719
Ordens em curso	167.197	203.344	5.062	-
Serviços prestados a terceiros	8.530	9.385	-	-
Contratos de pré-compra de energia	-	-	26.260	27.302
Convênios de arrecadação	661	1.273	-	-
Despesas antecipadas	80.599	65.668	20.042	20.942
Repactuação GSF	19.629	12.722	17.359	28.935
Contas a receber - CDE	242.906	213.552	-	-
Adiantamentos a funcionários	19.658	15.940	-	-
Arrendamentos	15.684	19.281	45.290	50.541
Outros	175.889	153.764	97.893	104.815
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 6)	(29.379)	(27.992)	-	-
<b>Total</b>	<b>900.498</b>	<b>797.181</b>	<b>840.192</b>	<b>766.253</b>

**Cauções, fundos e depósitos vinculados** - Garantias oferecidas para operações na CCEE e aplicações financeiras exigidas por contratos de financiamento das controladas.

**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 22).

**Contratos de pré-compra de energia** - Refere-se a pagamentos antecipados realizados pelas controladas, os quais serão liquidados com energia a ser fornecida no futuro.

**Repactuação GSF** – Refere-se ao prêmio pago antecipadamente pelas controladas Ceran, CPFL Jaguari Geração (Paulista Lajeado) e CPFL Renováveis, referente à transferência do risco hidrológico para a Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária (“CCRBT”), e é amortizado de forma linear em contrapartida a outros custos operacionais.

**Contas a receber – CDE** – refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 15.930 (R\$ 17.239 em 31 de dezembro de 2016), (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 224.936 (R\$ 164.396 em 31 de dezembro de 2016), (iii) descontos tarifários - liminares no montante de R\$ 2.039 (R\$ 31.917 em 31 de dezembro de 2016).

Em 2017 as controladas efetuaram o encontro de contas do contas a receber – CDE e do contas a pagar de CDE (nota 22) no montante de R\$ 238.510, sendo (i) R\$ 95.978 com base na liminar obtida em maio 2015 e (ii) R\$ 142.532 autorizado por meio do despacho nº 1.576/2016.

## ( 12 ) INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Participações societárias permanentes avaliadas por equivalência patrimonial				
Pelo patrimônio líquido da controlada	7.804.431	5.811.894	990.910	1.482.533
Mais valia de ativos, líquidos	713.848	692.632	10.640	11.219
Adiantamento para futuro aumento de capital	33.340	1.355.520	-	-
Ágio de rentabilidade futura	6.054	6.054	-	-
<b>Total</b>	<b>8.557.673</b>	<b>7.866.100</b>	<b>1.001.550</b>	<b>1.493.753</b>

## 12.1 Participações societárias permanentes por equivalência patrimonial

As principais informações sobre os investimentos em participações societárias permanentes diretas, são como segue:

Investimento	Quantidade (mil) de ações	31/12/2017				31/12/2017		2017	2016
		Total do ativo	Capital social	Patrimônio líquido	Resultado do exercício	Participação patrimônio líquido	Resultado de equivalência patrimonial		
CPFL Paulista	890.653	8.571.518	923.423	1.370.403	280.354	1.370.403	1.063.400	280.354	255.329
CPFL Piratininga	53.096.770	3.515.098	240.144	461.059	152.080	461.059	355.755	152.080	58.114
Companhia Luz e Força Santa Cruz	-	-	-	-	23.447	-	140.520	23.447	23.797
CPFL Leste Paulista	-	-	-	-	9.589	-	52.853	9.589	10.731
CPFL Sul Paulista	-	-	-	-	10.545	-	58.895	10.545	8.455
Companhia Jaguarê de Energia (CPFL Santa Cruz)	359.058	1.010.595	170.396	340.463	11.720	340.463	30.255	11.720	7.988
CPFL Mococa	-	-	-	-	6.999	-	33.824	6.999	9.198
RGE	1.019.790	4.311.143	1.223.350	1.680.334	117.700	1.680.334	1.614.320	117.700	102.547
RGE Sul	527.266	4.435.963	1.495.084	1.715.183	52.422	1.228.317	-	57.305	-
CPFL Geração	205.492.020	5.888.381	1.043.922	2.354.115	594.026	2.354.115	2.158.384	594.026	401.148
CPFL Jaguarê Geração (*)	40.108	51.082	40.108	50.970	15.709	50.970	45.099	15.709	6.655
CPFL Brasil	3.000	1.372.717	3.000	96.093	94.455	96.093	109.054	94.455	104.235
CPFL Planalto (*)	630	4.406	630	3.293	3.550	3.293	2.101	3.550	2.478
CPFL Serviços	1.577.706	242.642	117.968	105.105	(12.863)	105.105	97.968	(12.863)	(8.175)
CPFL Atende (*)	13.991	27.207	13.991	19.338	7.128	19.338	17.150	7.128	5.833
Nect (*)	2.059	29.934	2.059	15.515	17.392	15.515	10.295	17.392	13.424
CPFL Total (*)	9.005	23.791	9.005	20.624	20.865	20.624	27.570	20.865	12.817
CPFL Jaguaruna (*)	-	-	-	-	(18.792)	-	1.256.161	(8.360)	(35.498)
CPFL Telecom	86.420	2.230	86.420	2.018	(14.021)	2.018	(19.302)	(14.021)	(33.333)
CPFL Centrais Geradoras (*)	16.128	17.358	16.128	16.177	735	16.177	15.459	735	(568)
CPFL Eficiência	48.164	98.803	48.164	55.252	(2.582)	55.252	61.543	(2.582)	5.305
Auth (*)	10	33.672	10	18.694	24.912	18.694	16.010	24.912	24.264
<b>Subtotal Investimento - pelo patrimônio líquido da controlada</b>						<b>7.837.770</b>	<b>7.148.112</b>	<b>1.410.685</b>	<b>965.874</b>
Amortização da mais valia do ativo						-	-	(52.713)	(52.713)
<b>Total</b>						<b>7.837.770</b>	<b>7.148.112</b>	<b>1.349.766</b>	<b>922.362</b>
Investimento						7.804.431	5.811.894		
Adiantamento para futuro aumento de capital						33.340	1.355.520		
Provisão para perda em investimento						-	(19.362)		

(\*) Quantidade de cotas

A mais valia dos ativos líquidos adquiridos em combinações de negócios é classificada, no balanço da controladora, no grupo de Investimentos. Na demonstração do resultado da controladora, a amortização da mais valia de ativos de R\$ 60.918 (R\$ 62.713 em 2016) é classificada na rubrica "resultado de participações societárias", em consonância com o ICPC 09 (R2).

Em 31 de dezembro de 2017 o adiantamento para futuro aumento de capital registrado no ativo não circulante refere-se a adiantamento para a controlada CPFL Paulista, no montante de R\$ 350.000.

A movimentação, na controladora, dos saldos de investimento em controladas nos exercícios de 2017 e 2016 é como segue:

Investimento	Investimento em 31/12/2016	Aumento / (Redução) / Integralização de capital	Equivalência patrimonial (Resultado)	Equivalência patrimonial (Resultado abrangente)	Dividendo e Juros sobre capital próprio	Adiantamento para futuro aumento de capital	Reestruturação societária (nota 12.5)	Investimento em 31/12/2017
CPFL Paulista	1.063.400	-	280.354	95.461	(68.812)	-	-	1.370.403
CPFL Piratininga	355.755	-	152.080	(1.198)	(45.578)	-	-	461.059
Companhia Luz e Força Santa Cruz	140.520	-	23.447	-	(15.357)	-	(148.610)	-
CPFL Leste Paulista	52.853	-	9.589	-	(7.902)	-	(55.439)	-
CPFL Sul Paulista	58.895	-	10.545	-	(8.244)	-	(51.195)	-
Companhia Jaguarê de Energia (CPFL Santa Cruz)	30.255	-	11.720	-	(2.489)	-	309.978	340.463
CPFL Mococa	33.824	-	6.999	-	(5.089)	-	(35.733)	-
RGE	1.614.320	-	117.700	(1.366)	(50.319)	-	-	1.680.334
RGE Sul	-	-	57.305	435	-	-	1.170.577	1.228.317
CPFL Geração	2.158.384	-	594.026	2.536	(400.831)	-	-	2.354.115
CPFL Jaguarê Geração	45.099	-	15.709	-	(9.837)	-	-	50.970
CPFL Brasil	109.054	-	94.455	135	(102.539)	-	(4.911)	96.093
CPFL Planalto (*)	2.101	-	3.550	-	(2.358)	-	-	3.293
CPFL Serviços	97.968	75.000	(12.863)	-	-	(56.000)	-	105.105
CPFL Atende	17.150	-	7.128	-	(4.941)	-	-	19.338
Nect	10.295	-	17.392	-	(12.172)	-	-	15.515
CPFL Total	27.570	(10.000)	20.865	-	(17.811)	-	-	20.624
CPFL Jaguaruna	1.256.161	1.299.520	(8.360)	-	-	(1.299.520)	(1.247.901)	-
CPFL Telecom	(19.302)	31.000	(14.021)	-	-	4.340	-	2.018
CPFL Centrais Geradoras	15.459	-	735	-	(17)	-	-	16.177
CPFL Eficiência	61.543	-	(2.582)	-	(3.708)	-	-	55.252
Auth	16.810	(2.600)	24.912	-	(20.428)	-	-	18.694
	<b>7.148.112</b>	<b>1.393.920</b>	<b>1.410.685</b>	<b>96.003</b>	<b>(777.532)</b>	<b>(1.351.186)</b>	<b>(82.135)</b>	<b>7.837.770</b>

Investimento	Investimento em 31/12/2015	Aumento / Integralização de capital	Equivalência patrimonial (Resultado)	Equivalência patrimonial (Resultado abrangente)	Dividendo e Juros sobre capital próprio	Adiantamento para futuro aumento de capital	Outros	Investimento em 31/12/2016
CPFL Paulista	1.352.393	-	255.329	(260.666)	(283.656)	-	-	1.063.400
CPFL Piratininga	537.670	-	68.114	(109.626)	(140.404)	-	-	355.755
CPFL Santa Cruz	131.149	-	23.797	-	(14.427)	-	-	140.520
CPFL Leste Paulista	46.301	-	10.731	-	(4.180)	-	-	52.853
CPFL Sul Paulista	55.233	-	8.455	-	(4.793)	-	-	58.895
CPFL Jaguar	28.521	-	7.988	-	(6.253)	-	-	30.255
CPFL Mococa	29.205	-	9.198	-	(4.580)	-	-	33.824
RGE	1.580.807	-	102.647	(3.915)	(65.218)	-	-	1.614.320
CPFL Geração	2.169.922	-	401.148	(9.531)	(403.086)	-	(68)	2.158.384
CPFL Jaguar Geração	42.729	-	6.655	-	(4.284)	-	-	45.099
CPFL Brasil	51.779	-	104.235	-	(46.960)	-	-	109.054
CPFL Planalto	2.003	-	2.476	-	(2.378)	-	-	2.101
CPFL Serviços	7.117	43.026	(8.175)	-	-	56.000	-	97.968
CPFL Atende	17.373	-	5.833	-	(6.056)	-	-	17.150
Nect	16.087	-	13.424	-	(19.216)	-	-	10.295
CPFL Total	19.930	-	12.817	-	(5.178)	-	-	27.570
CPFL Jaguariuna	2.496	80	(35.498)	(10.438)	-	1.299.520	-	1.256.161
CPFL Telecom	(33.969)	19.000	(33.333)	-	-	29.000	-	(19.302)
CPFL Centrais Geradoras	19.972	-	(968)	-	(3.555)	-	-	15.459
CPFL Eficiência	66.038	-	5.926	-	(10.421)	-	-	61.543
Authi	1.913	2.600	24.264	-	(11.967)	-	-	16.810
	<b>6.144.668</b>	<b>64.706</b>	<b>985.074</b>	<b>(394.175)</b>	<b>(1.036.612)</b>	<b>1.384.520</b>	<b>(68)</b>	<b>7.148.112</b>

No consolidado, os saldos de investimento correspondem à participação nos empreendimentos controlados em conjunto registrados pelo método de equivalência patrimonial:

Investimento em controladas em conjunto	31/12/2017	31/12/2016	2017	2016
	Participação patrimônio líquido		Resultado de equivalência patrimonial	
Baesa	187.654	175.914	11.849	9.853
Enercan	176.998	562.701	85.808	117.112
Chapecoense	385.870	537.170	120.651	117.451
EPASA	240.388	206.749	94.663	67.577
Mais valia de ativos, líquidos	10.640	11.219	(579)	(579)
	<b>1.001.550</b>	<b>1.493.753</b>	<b>312.390</b>	<b>311.414</b>

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 02 de agosto de 2017 os acionistas do empreendimento controlado em conjunto ENERCAN deliberaram pela redução de capital em R\$ 188.000 (R\$ 91.599 proporcional à participação indireta da Companhia), passando a ser R\$ 200.787 (R\$ 388.787 em 31 de dezembro de 2016).

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 25 de outubro de 2017, os acionistas da controlada CERAN deliberaram pela redução do capital social em R\$ 350.875, passando o capital social totalmente subscrito e integralizado para R\$ 120.000.

## 12.2 Mais valia de ativos e ágio

A mais valia de ativos refere-se basicamente ao direito de explorar a concessão adquirido através de combinações de negócios. O ágio refere-se basicamente a aquisições de investimentos e está suportado pela perspectiva de rentabilidade futura.

Nas demonstrações financeiras consolidadas estes valores estão classificados no grupo de Intangível (nota 14).

### 12.3 Juros sobre o capital próprio (“JCP”) e Dividendo a receber

A Companhia possui, em 31 de dezembro de 2017 e 2016 os seguintes saldos a receber das controladas abaixo, referentes a dividendo e JCP:

Controlada	Controladora					
	Dividendo		Juros sobre o capital próprio		Total	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
CPFL Paulista	49.798	-	-	-	49.798	-
CPFL Piratininga	-	72.080	-	-	-	72.080
CPFL Sul Paulista (*)	-	8.641	-	1.986	-	10.627
Companhia Jaguari de Energia (CPFL Santa Cruz)	24.918	6.115	13.960	-	38.878	6.115
RGE	50.319	24.672	-	-	50.319	24.672
CPFL Geração	-	396.086	-	-	-	396.086
CPFL Centrais Geradoras	17	-	-	-	17	-
CPFL Jaguari Geração	-	1.664	-	-	-	1.664
CPFL Brasil	20.748	86.020	2.361	1.650	23.109	87.671
CPFL Planalto	888	-	-	-	888	-
CPFL Atende	1.003	1.953	620	554	1.623	2.507
Nect	4.348	5.600	-	-	4.348	5.600
CPFL Eficiência Energética	12.195	9.565	17.404	16.325	29.599	25.891
AUTHI	6.228	10.064	-	-	6.228	10.064
	<u>170.461</u>	<u>622.459</u>	<u>34.344</u>	<u>20.514</u>	<u>204.807</u>	<u>642.976</u>

(\*) em 31.12.2017 empresa agrupada na Companhia Jaguari de Energia (nota 12.6.2)

No consolidado, o saldo de dividendo e JCP a receber é de R\$ 56.145 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 73.328 em 31 de dezembro de 2016), refere-se basicamente aos empreendimentos controlados em conjunto.

Após deliberações das AGOs/AGEs de suas controladas, a Companhia registrou em 2017 o montante de R\$ 358.891 a título de dividendo e juros sobre capital próprio referentes ao exercício de 2016. Adicionalmente, as controladas declararam em 2017 (i) o montante de R\$ 277.612 como dividendo e JCP intermediários, referentes aos resultados intermediários de 2017 e (ii) o montante de R\$ 280.191 como dividendo mínimo obrigatório referente ao exercício de 2017.

Do saldo de dividendos e juros sobre capital próprio a receber em 31 de dezembro de 2016, o montante de R\$ 12.164 foi retificado durante o ano de 2017.

Dos montantes registrados como contas a receber, R\$ 1.172.336 foram pagos pelas controladas para a Companhia em 2017.

### 12.4 Participação de acionistas não controladores e empreendimentos controlados em conjunto

A divulgação da participação em controladas, de acordo com o IFRS 12 e CPC 45, é como segue:

#### 12.4.1 Movimentação da participação de acionistas não controladores



	31/12/2017				31/12/2016			
	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa
Ativo circulante	182.843	124.361	329.721	319.222	405.874	54.703	577.296	257.082
Caixa e equivalentes de caixa	48.695	17.873	116.425	74.741	288.956	18.946	280.083	85.709
Ativo não circulante	1.101.291	1.030.904	2.745.989	531.527	1.174.869	1.117.120	2.892.371	562.462
Passivo circulante	291.010	121.369	426.695	157.343	196.760	116.192	391.402	172.401
Empréstimos, financiamentos e debêntures	140.090	63.154	138.788	34.299	87.560	87.032	137.753	35.565
Outros passivo financeiros	4.665	17.113	67.897	993	7.848	24.119	78.372	62.762
Passivo não circulante	629.850	283.456	1.892.407	242.765	229.085	362.142	2.024.989	259.559
Empréstimos, financiamentos e debêntures	510.874	-	1.172.181	196.373	153.020	63.196	1.292.239	216.891
Outros passivo financeiros	25.115	265.250	716.986	-	26.254	276.600	730.494	28.686
Patrimônio líquido	363.273	750.440	756.608	450.641	1.154.897	703.489	1.053.275	387.584
	2017				2016			
	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa
Receita operacional líquida	580.430	412.329	829.525	789.402	564.966	239.730	789.732	548.145
Custo e despesa operacional	(273.339)	(265.965)	(186.638)	(518.352)	(137.159)	(76.985)	(140.212)	(328.093)
Depreciação e amortização	(52.773)	(50.621)	(126.811)	(35.640)	(53.888)	(51.429)	(126.770)	(35.075)
Receita de juros	32.849	4.906	24.639	6.102	31.602	9.115	35.113	10.329
Despesa de juros	(31.135)	(27.986)	(183.237)	(26.197)	(36.275)	(23.961)	(125.192)	(23.128)
Despesa de imposto sobre a renda	(88.229)	(25.442)	(123.307)	(39.892)	(121.223)	(20.401)	(106.683)	(28.011)
Lucro (prejuízo) líquido	176.113	47.385	236.570	177.458	240.353	39.405	212.294	126.665
Participação acionária e no capital votante	48,72%	25,01%	51,00%	53,34%	48,72%	25,01%	51,00%	53,34%

Mesmo detendo mais do que 50% da participação acionária das entidades Epasa e Chapecoense, a controlada CPFL Geração controla em conjunto com outros acionistas estes investimentos. A análise do enquadramento do tipo de investimento está baseada no Acordo de Acionistas de cada empreendimento.

Os empréstimos captados junto ao BNDES pelos empreendimentos controlados em conjunto BAESA e Chapecoense, determinam restrições ao pagamento de dividendo à controlada CPFL Geração acima do mínimo obrigatório de 25% sem a prévia anuência do BNDES.

#### 12.4.4 Operação controlada em conjunto

A Companhia, por meio da sua controlada integral CPFL Geração, possui parte dos ativos do aproveitamento Hidrelétrico da Serra da Mesa, localizado no Rio Tocantins, no Estado de Goiás. A concessão e a operação do aproveitamento Hidrelétrico pertencem a Furnas Centrais Elétricas S.A. Por manter estes ativos em operação de forma compartilhada com Furnas (operação controlada em conjunto), ficou assegurada à CPFL Geração a participação de 51,54% da potência instalada de 1.275 MW (657 MW) e da energia assegurada de 671 MW médios (345,4 MW médios), até 2028.

#### 12.5 Combinação de negócio - Aquisição da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. ("AES Sul")

Em 16 de junho de 2016, a Companhia divulgou em Fato Relevante que havia firmado acordo para a aquisição da totalidade das ações (100%) de emissão da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. ("AES Sul"), atualmente denominada RGE Sul, através de sua controlada integral CPFL Jaguariúna Participações Ltda., ações estas até então detidas pela AES Guaíba II Empreendimentos Ltda. ("vendedora"), subsidiária integral indireta de The AES Corporation.

Em 5 de agosto de 2016, a transação foi aprovada pelo Conselho Administrativo de Defesa Pública – CADE, e em 9 de setembro de 2016 foi obtida a autorização da ANEEL.

A aquisição foi concluída em 31 de outubro de 2016 ("data de aquisição"), após todas as condições precedentes da transação serem atendidas, data em que o controle da RGE Sul foi assumido pela CPFL Jaguariúna e a titularidade das ações foi transferida e o pagamento foi efetuado. Esta aquisição resultou em uma combinação de negócios de acordo com o CPC 15 (R1) – Combinação de Negócios e IFRS 3 (R) – "Business Combination", uma vez que a CPFL Jaguariúna passou a deter o controle da RGE Sul.

A contraprestação inicialmente transferida foi de R\$ 1.698.455, paga em caixa, em parcela única, na data de aquisição. Esta contraprestação foi posteriormente ajustada pelas variações de capital de giro e de dívida líquida da RGE Sul, ocorridas no período entre 31 de dezembro de 2015 e a data de aquisição, conforme acordo contratual. O valor final da contraprestação, considerando o ajuste de preço, foi de R\$ 1.591.839.

A RGE Sul é uma sociedade por ações de capital aberto, 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 ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Adicionalmente, a RGE Sul 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.

Sua sede administrativa está localizada na Avenida São Borja, 2.801, Bairro Fazenda São Borja, São Leopoldo, Estado do Rio Grande do Sul.

A RGE Sul detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos, até 05 de novembro de 2027, sua área de concessão contempla 118 municípios do Estado do Rio Grande do Sul, localizados entre a região metropolitana de Porto Alegre até a fronteira com o Uruguai e a Argentina, atendendo a aproximadamente 1,3 milhões de consumidores.

A aquisição da RGE Sul está em linha com a estratégia de crescimento da Companhia, especialmente no segmento de distribuição, com potenciais ganhos de escala para suas operações. Adicionalmente, a Companhia espera obter sinergias importantes relacionadas a área de concessão da RGE Sul, uma vez que outra distribuidora importante do Grupo (RGE) detém concessão no estado do Rio Grande do Sul.

### Informações adicionais à aquisição (aquisição da RGE Sul)

#### a) Contraprestações

	<b>RGE Sul</b>
	<b>31/10/2016</b>
<b>Contraprestação transferida</b>	
Caixa transferido diretamente aos acionistas	1.698.455
Ajuste de preço recebido dos vendedores de acordo com cláusula contratual	(106.616)
<b>Contrapartida paga em caixa</b>	<b>1.591.839</b>

#### b) Ativos adquiridos e passivos reconhecidos na data da aquisição

A totalidade do valor pago na transação foi alocada na data de aquisição aos ativos adquiridos e passivos assumidos a valores justos, incluindo os ativos intangíveis relacionados ao direito de exploração da concessão. Conseqüentemente, como a totalidade do valor pago foi alocada a ativos identificados e passivos assumidos, nenhum valor residual foi alocado como ágio (“goodwill”) nesta transação.

A alocação do valor pago dos ativos e passivos adquiridos foi realizada com valores provisoriamente apurados para as demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2016, com base em análises conduzidas pela própria Administração, à época da preparação daquelas demonstrações financeiras. Os valores justos finais apresentados estavam pendentes de confirmação até a conclusão do laudo de avaliação econômico-financeiro preparado por avaliador independente, concluído em 30 de outubro de 2017.

Como consequência, foram efetuadas reclassificações nos valores de 31 de dezembro de 2016 referentes a (i) redução do valor justo do ativo intangível de infraestrutura de concessão, (ii) conclusão da alocação do valor justo e alinhamento de critérios sobre provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas, (iii) aumento do montante do contas a receber, (iv) redução do ativo financeiro da concessão, (v) redução do ativo intangível relacionado ao direito de exploração, como consequência do refinamento das premissas utilizadas para determinação do valor dos tangíveis e intangíveis e; (vi) registro dos saldos de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre determinados ajustes. Estas reclassificações estão dentro do período de mensuração, conforme previsto no CPC 15 / IFRS 3, e foram consideradas imateriais para fins de representação de demonstrações financeiras de 2016.

A alocação do preço pago aos valores justos dos ativos e passivos adquiridos está apresentada a seguir:

	31/10/2016	31/10/2016
	<u>Preliminar</u>	<u>Final</u>
<b>Ativos circulantes</b>		
Caixa e equivalentes de caixa	95.164	95.164
Consumidores, concessionárias e permissionárias	580.945	580.945
Outros ativos circulantes	89.548	89.548
<b>Ativos não circulantes</b>		
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	54.111	79.501
Créditos fiscais diferidos	204.176	310.741
Ativo financeiro da concessão	876.281	863.943
Intangível da infraestrutura da distribuição	1.456.472	1.444.401
Intangível adquirido em combinação de negócios	413.796	398.739
Outros ativos não circulantes	147.784	155.508
<b>Passivos circulantes</b>		
Fornecedores	479.031	479.031
Debêntures, empréstimos e financiamentos	24.672	24.672
Impostos, taxas e contribuições	65.198	65.198
Passivo financeiro setorial	29.246	29.246
Taxas regulamentares	60.787	60.787
Outros passivos circulantes	114.552	114.552
<b>Passivos não circulantes</b>		
Debêntures, empréstimos e financiamentos	1.131.949	1.131.949
Passivo financeiro setorial	64.939	64.939
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	223.383	323.595
Outros passivos não circulantes	132.682	132.682
<b>Ativos líquidos adquiridos</b>	<b>1.591.839</b>	<b>1.591.839</b>
Contraprestação transferida	1.591.839	1.591.839
(-) Valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos	<u>1.591.839</u>	<u>1.591.839</u>
<b>Ágio por expectativa de rentabilidade futura (goodwill)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Os valores justos apresentados acima foram finalizados e estão de acordo com o laudo de avaliação econômico-financeiro, preparado pelo perito independente.

Os valores justos do ativo financeiro da concessão e do intangível de infraestrutura da distribuição foram calculados com base no laudo de avaliador independente, considerando as mesmas premissas adotadas quando da elaboração de laudo para fins de Revisão Tarifária Periódica (Base de Remuneração Regulatória – “BRR”).

### c) Contraprestação contingente

Não consta no contrato de aquisição das ações quaisquer cláusulas relacionadas a contraprestação contingente a ser paga à vendedora.

### d) Ativos de indenização

O contrato de compra e venda da totalidade das ações da RGE Sul prevê que a CPFL Jaguariúna pode ser indenizada, até o limite de 15% do montante total pago, caso venha a sofrer no futuro perdas, condicionadas ao atendimento de cláusulas específicas, derivadas de assuntos originadas na vendedora ou em qualquer uma de suas subsidiárias estabelecidas no contrato de compra e venda das ações. Adicionalmente, existem cláusulas específicas para dois processos (de naturezas regulatória e ambiental) nas quais a vendedora se compromete a indenizar integralmente a CPFL Jaguariúna em caso de saídas de caixa relacionadas a estas ações, bem como CPFL Jaguariúna compromete-se a repassar à vendedora quaisquer fluxos de caixa relacionados a estes processos e que venham a ser recebidos no futuro de forma a neutralizar qualquer efeito sobre estes dois assuntos em particular.

O valor justo final reconhecido do ativo de indenização é de R\$ 41.974, referente a processo ambiental (vide item “e” abaixo). Este ativo de indenização foi reconhecido pelo mesmo montante do valor justo atribuído a este passivo contingente.

Nenhum ativo de indenização foi reconhecido para o processo regulatório para o qual há cláusula específica de indenização, uma vez que nenhum passivo contingente relacionado a este processo foi reconhecido na data de aquisição.

#### e) Passivos contingentes reconhecidos

Apresentamos abaixo os passivos finais contingentes reconhecidos no montante de R\$ 150.065:

	<b>RGE Sul</b> <b>31/10/2016</b>
Processos trabalhistas (i)	11.429
Processos cíveis (i)	83.575
Processos regulatórios (i)	5.850
Processos ambientais (ii)	41.974
Processos fiscais (i)	7.236
	<b>150.065</b>
Provisões registradas na controlada	173.530
<b>Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas</b>	<b>323.595</b>

- i. Estes montantes representam os valores justos dos processos de natureza trabalhistas, cíveis, regulatórios e fiscais cuja probabilidade de perda atribuída na data de aquisição seja “possível” ou “remota”. Considerando que a liquidação destes processos depende de terceiros, seja na esfera judicial ou administrativa, não é possível estimar um cronograma para ocorrência de eventuais saídas de caixa associadas a estes passivos contingentes. Nenhum ativo de indenização foi reconhecido para estes passivos contingentes.
- ii. Refere-se ao valor justo atribuído a uma ação civil pública cuja probabilidade de perda atribuída pela Administração, em conjunto com seus assessores jurídicos, é “possível” na data de aquisição. Esta ação civil pública busca a reparação de danos ambientais ocorridos em uma unidade para tratamento da madeira e fabricação de postes que foi operada, entre 1997 e 2005, pela RGE Sul em conjunto com sua coligada à época AES Florestal. Até 1997, esta unidade foi operada pela antiga concessionária, a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE). Um ativo de indenização no mesmo montante foi reconhecido na data de aquisição.

#### f) Recebíveis adquiridos

O valor justo dos recebíveis adquiridos é R\$ 660.446. O valor contratual bruto dos recebíveis é R\$ 703.672, e, com base na melhor estimativa do perito independente, dos quais são esperados que R\$ 43.226 não sejam recebidos, representando, portanto, a parcela que se estima que representarão a perda por não realização.

#### g) Saída de caixa líquido na aquisição

<b>Contrapartida paga em caixa</b>	<b>1.591.839</b>
(-) Saldo de caixa e equivalentes de caixa adquiridos	(95.164)
<b>Caixa líquido de aquisição</b>	<b>1.496.675</b>

#### h) Informações financeiras da adquirida

##### i. Sobre a receita operacional líquida e lucro líquido da controlada adquirida incluída nas demonstrações financeiras consolidadas em 2017:

Considerando que a data de aquisição foi 31 de outubro de 2016, as demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2017 contemplam integralmente a receita e resultado líquido da RGE Sul no período. Em 2016, as demonstrações financeiras consolidadas contemplam 2 (dois) meses de operações da RGE Sul:

	2016	
	Receita operacional líquida	Lucro (prejuízo) líquido
RGE Sul (de 01 de novembro a 31 de dezembro de 2016)	522.677	(27.687)

**ii. Informações financeiras consolidadas sobre a receita operacional líquida e lucro líquido de 2016 caso a aquisição tivesse ocorrido em 1º de janeiro de 2016.**

	Receita operacional líquida	Lucro líquido (prejuízo)
	Jan a dez16	Jan a dez16
Consolidado CPFL Energia	19.112.089	879.057
Ajuste pro-forma consolidado (*)	2.853.167	(146.336)
<b>Total</b>	<b>21.965.256</b>	<b>732.721</b>

(\*) Os ajustes pro-forma na receita operacional líquida consideram a adição da receita operacional líquida da controlada para o período em que ela não era controlada e conseqüentemente não consolidada pela Companhia. Os ajustes pro-forma do lucro líquido consideram: (i) adição do resultado da controlada para o período em que ela não era consolidada pela Companhia; (ii) inclusão da amortização do intangível adquirido na combinação de negócios, bem como de estimativa de amortização e baixas do valor justo do intangível da infraestrutura de distribuição, caso a aquisição tivesse sido em 1º de janeiro de 2016.

## 12.6 Reestruturações societárias

### 12.6.1 Incorporação CPFL Jaguariúna

Em AGE realizada em 15 de dezembro de 2017, foi aprovada a incorporação da CPFL Jaguariúna pela RGE Sul. A incorporada, por consequência foi extinta, passando a RGE Sul a condição de sucessora dos seus bens, direitos e obrigações.

No momento da incorporação, foram aplicados os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01, de modo que uma provisão retificadora do ágio fosse registrada, gerando um crédito fiscal no montante de R\$ 99.981 (nota 9). Para recompor seus investimentos, a Companhia e a CPFL Brasil registraram, de forma proporcional aos seus investimentos na RGE Sul, (i) um intangível de concessão recomposto no montante de R\$ 148.487 e R\$ 45.594 respectivamente, no montante total de R\$ 194.081, correspondente à mais valia dos intangíveis de infraestrutura da distribuição e de exploração da concessão; e (ii) um ajuste líquido de mais e menos valia no montante de R\$ 66.607 e R\$ 20.452, respectivamente, correspondentes ao valor justo de provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas, menos valia de consumidores e mais valia de ativo de indenização. Ambos os montantes são indedutíveis para fins fiscais na Companhia e na CPFL Brasil.

### 12.6.2 Agrupamento das controladas Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa

Em 21 de novembro de 2017 a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 6.723/2017, autorizou o agrupamento das distribuidoras de energia elétrica Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia, Companhia Luz e Força de Mococa e Companhia Jaguari de Energia, nos termos da Resolução Normativa nº 716/2016 de 03 de maio de 2016. A partir de 1 de janeiro de 2018 as operações destas controladas passaram a ser somente pela Companhia Jaguari de Energia, cujo nome fantasia passou a ser “CPFL Santa Cruz”. Esta operação foi aprovada pelas Assembleias Geral Extraordinária (“AGE”) realizadas em 31 de dezembro de 2017 nas empresas agrupadas.

**( 13 ) IMOBILIZADO**

	Consolidado							Total
	Terrenos	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações, obras civis e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Veículos	Móveis e utensílios	Em curso	
<b>Saldo em 31/12/2015</b>	<b>176.807</b>	<b>1.376.246</b>	<b>1.075.982</b>	<b>5.824.089</b>	<b>36.230</b>	<b>9.696</b>	<b>674.166</b>	<b>9.173.217</b>
Custo histórico	198.141	1.965.641	1.516.228	7.878.838	52.947	22.323	674.166	12.308.285
Depreciação acumulada	(21.334)	(589.395)	(440.246)	(2.054.749)	(16.717)	(12.627)	-	(3.135.068)
Adições	-	171	-	236	-	-	1.084.612	1.085.019
Baixas	-	-	(421)	(6.705)	(1.249)	(779)	(26.696)	(35.850)
Transferências	8.325	95.799	177.902	1.160.915	22.467	456	(1.465.864)	-
Reclassificação - custo	(137)	(1.434)	(40.852)	52.205	12	(39)	(1.219)	8.536
Transferências de/para outros ativos - custo	-	3	-	(5.025)	(167)	(452)	(10.523)	(16.164)
Depreciação	(7.632)	(75.659)	(54.035)	(377.529)	(8.888)	(1.676)	-	(525.420)
Baixa da depreciação	(7)	1	62	4.694	480	254	-	5.484
Reclassificação - depreciação	(1.211)	(967)	(5.374)	(1.002)	7	11	-	(8.536)
Transferências de/para outros ativos - depreciação	-	3	(46)	1.374	150	91	-	1.572
Redução ao valor recuperável dos ativos	-	-	-	-	-	-	(5.221)	(5.221)
Combinação de negócios	-	-	-	2.140	27.175	-	1.049	30.364
<b>Saldo em 31/12/2016</b>	<b>176.145</b>	<b>1.394.162</b>	<b>1.153.220</b>	<b>6.655.391</b>	<b>76.217</b>	<b>7.562</b>	<b>250.302</b>	<b>9.712.998</b>
Custo histórico	206.330	2.060.191	1.652.934	9.066.408	106.920	21.507	250.302	13.364.592
Depreciação acumulada	(30.185)	(666.028)	(499.714)	(2.411.017)	(30.704)	(13.945)	-	(3.651.594)
Adições	-	-	-	772	2.978	-	753.137	756.887
Baixas	(22)	(132)	(140)	(32.336)	(2.248)	(635)	(8.332)	(43.845)
Transferências	2.950	400	154.737	574.944	20.434	1.484	(754.948)	-
Transferências de/para outros ativos - custo	(1.893)	6.393	(154.880)	98.579	(126)	(330)	11.033	(41.224)
Depreciação	(8.004)	(79.276)	(59.736)	(431.393)	(18.055)	(1.332)	-	(597.795)
Baixa da depreciação	2	124	120	9.529	1.379	387	-	11.540
Transferências de/para outros ativos - depreciação	(683)	(2.413)	1.930	9.690	(8)	108	-	8.624
Combinação de negócios	-	-	-	-	(4.800)	-	-	(4.800)
Redução ao valor recuperável dos ativos	-	-	(474)	(14.787)	-	-	-	(15.261)
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>168.494</b>	<b>1.319.257</b>	<b>1.094.777</b>	<b>6.870.389</b>	<b>75.771</b>	<b>7.245</b>	<b>251.192</b>	<b>9.787.125</b>
Custo histórico	207.365	2.066.850	1.652.178	9.693.512	122.540	22.026	251.192	14.015.662
Depreciação acumulada	(38.870)	(747.593)	(557.400)	(2.823.123)	(46.769)	(14.782)	-	(4.228.537)
<b>Taxa média de depreciação 2017</b>	<b>3,86%</b>	<b>3,93%</b>	<b>3,69%</b>	<b>4,53%</b>	<b>13,09%</b>	<b>8,31%</b>		
<b>Taxa média de depreciação 2016</b>	<b>3,86%</b>	<b>3,69%</b>	<b>3,30%</b>	<b>4,19%</b>	<b>14,31%</b>	<b>10,01%</b>		

O saldo de imobilizado em curso no consolidado refere-se principalmente a obras em andamento das controladas operacionais e/ou em desenvolvimento, com destaque para os projetos da CPFL Renováveis com imobilizado em curso de R\$ 197.305 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 182.181 em 31 de dezembro de 2016).

Em conformidade com o CPC 20 (R1) e IAS 23, os juros referentes aos empréstimos tomados pelas controladas para o financiamento das obras são capitalizados durante a fase de construção. No consolidado, para o ano de 2017 foram capitalizados R\$ 29.817 (R\$ 54.733 em 2016) a uma taxa de 8,80% (11,70% em 2016).

No consolidado, os valores de depreciação estão registrados na demonstração do resultado, na linha de “Depreciação e amortização” (nota 27).

Em 31 de dezembro de 2017, o valor total de ativos imobilizados concedidos em garantia a empréstimos e financiamentos, conforme mencionado na nota 16, é de aproximadamente R\$ 3.903.380, sendo o principal montante relacionado à controlada CPFL Renováveis (R\$ 3.841.016).

### **13.1 Teste de redução ao valor recuperável dos ativos**

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.

Em 2016 foi registrado na controlada CPFL Telecom uma provisão referente à avaliação do valor recuperável de unidades geradoras de caixa de R\$ 5.221, sendo que para 2017 não houve necessidade de registro de provisão adicional. Em 2017, devido a mudanças no cenário político, econômico e energético brasileiro, a controlada CPFL Renováveis registrou uma perda no montante de R\$ 15.261 referente aos ativos imobilizados dos empreendimentos Bio Baía Formosa e Solar Tanquinho. Esta perda foi registrada na demonstração do resultado na rubrica “Outras despesas operacionais” (nota 27).

As referidas provisões para perda ao valor recuperável tiveram como base a avaliação destas unidades geradoras de caixa formada pelo ativo imobilizado destas controladas, as quais, isoladamente, não caracterizam um segmento operacional (nota 29). Adicionalmente, durante 2017 e 2016 a Companhia não mudou a forma de agregação dos ativos para identificação destas unidades geradoras de caixa.

Para a mensuração ao valor justo foi utilizada a abordagem de custo, técnica de avaliação que reflete o valor que seria exigido atualmente para substituir a capacidade de serviço de um ativo (normalmente referido como o custo de substituição ou reposição). O reconhecimento da provisão para perda ao valor recuperável dos ativos se deu em função do cenário desfavorável para os negócios destas controladas e foi calculado com base em seus valores justos líquidos das despesas de venda.

Os valores apresentados na linha “Combinações de negócios” referem-se aos montantes complementares referente à aquisição da RGE Sul, cuja contabilização final da combinação de negócios se deu em 30 de setembro de 2017, conforme nota 12.5.

**( 14 ) INTANGÍVEL**

	Consolidado						Total
	Ágio	Direito de concessão			Uso do bem público	Outros ativos intangíveis	
		Adquirido em combinações de negócios	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Infraestrutura de distribuição - em curso			
<b>Saldo em 31/12/2015</b>	<b>6.115</b>	<b>4.355.546</b>	<b>4.249.182</b>	<b>499.627</b>	<b>28.743</b>	<b>71.125</b>	<b>9.210.338</b>
Custo histórico	6.152	7.441.902	10.348.857	499.627	35.840	192.626	18.525.004
Amortização acumulada	(37)	(3.086.356)	(6.099.675)	-	(7.097)	(121.500)	(9.314.665)
Adições	-	-	-	1.213.924	-	10.507	1.224.431
Amortização	-	(255.110)	(498.891)	-	(1.419)	(12.438)	(767.858)
Transferência - intangíveis	-	-	610.032	(610.032)	-	-	-
Transferência - ativo financeiro	-	-	9.452	(664.908)	-	-	(655.456)
Baixa e transferência - outros ativos	-	(7.283)	(48.346)	-	-	(7.410)	(63.040)
Combinação de negócios	-	413.796	1.229.074	227.398	-	-	1.870.268
Redução ao valor recuperável dos ativos	-	(40.433)	-	-	-	(2.637)	(43.070)
<b>Saldo em 31/12/2016</b>	<b>6.115</b>	<b>4.466.516</b>	<b>5.550.502</b>	<b>666.008</b>	<b>27.324</b>	<b>59.147</b>	<b>10.775.613</b>
Custo histórico	6.152	7.602.941	11.987.109	666.008	35.840	183.138	20.481.188
Amortização acumulada	(37)	(3.136.425)	(6.436.607)	-	(8.516)	(123.990)	(9.705.576)
Adições	-	-	-	1.898.434	-	9.344	1.907.778
Amortização	-	(286.215)	(639.292)	-	(1.419)	(9.390)	(936.318)
Transferência - intangíveis	-	-	814.643	(814.643)	-	-	-
Transferência - ativo financeiro	-	-	131	(972.385)	-	-	(972.254)
Baixa e transferência - outros ativos	-	(16.244)	(91.214)	48.061	-	1.723	(57.674)
Reestruturação societária (nota 12.6.1)	-	(26.766)	(73.215)	-	-	-	(99.981)
Redução ao valor recuperável dos ativos	-	(5.129)	-	-	-	(47)	(5.176)
Combinação de negócios	-	(15.057)	(7.108)	-	-	-	(22.165)
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>6.115</b>	<b>4.117.105</b>	<b>5.554.447</b>	<b>825.476</b>	<b>25.904</b>	<b>60.777</b>	<b>10.589.824</b>
Custo histórico	6.152	7.558.645	11.442.528	825.476	35.840	174.407	20.043.048
Amortização acumulada	(37)	(3.441.540)	(5.888.080)	-	(9.936)	(113.630)	(9.453.223)

No consolidado, os valores de amortização estão registrados na demonstração do resultado, nas seguintes linhas: (i) “depreciação e amortização” para a amortização dos ativos intangíveis de Infraestrutura de Distribuição, Uso do Bem Público e Outros Ativos Intangíveis; e (ii) “amortização de intangível de concessão” para a amortização do ativo intangível Adquirido em Combinação de Negócios (nota 27).

Em conformidade com o CPC 20 (R1) e IAS 23, os juros referentes aos empréstimos tomados pelas controladas são capitalizados para os ativos intangíveis qualificáveis. No consolidado, para o ano de 2017 foram capitalizados R\$ 20.726 (R\$ 13.349 em 2016) a uma taxa de 8,17% a.a. (7,74% a.a. em 2016).

Os valores apresentados na linha “Combinações de negócios” referem-se aos montantes complementares referente à aquisição da RGE Sul, cuja contabilização final da combinação de negócios se deu em 30 de setembro de 2017, conforme nota 12.5.

#### 14.1 Intangível adquirido em combinações de negócios

A composição do ativo intangível correspondente ao direito de explorar as concessões, adquirido em combinações de negócios, está demonstrado a seguir:

	Consolidado						
	31/12/2017			31/12/2016		Taxa de amortização	
	Custo Histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido	2017	2016	
<b>Intangível adquirido em combinações de negócio</b>							
<b>Intangível adquirido não incorporado</b>							
<b>Controladora</b>							
CPFL Paulista	304.861	(207.003)	97.858	107.843	3,28%	3,28%	
CPFL Piratininga	39.065	(25.040)	14.025	15.319	3,31%	3,31%	
RGE	3.150	(1.827)	1.323	1.457	4,25%	4,24%	
CPFL Geração	54.555	(35.488)	19.067	20.912	3,38%	3,38%	
CPFL Jaguarí Geração	7.896	(3.852)	4.044	4.314	3,42%	3,41%	
	<u>409.527</u>	<u>(273.210)</u>	<u>136.317</u>	<u>149.845</u>			
<b>Controladas</b>							
CPFL Renováveis	3.717.093	(898.762)	2.818.331	2.995.028	4,75%	5,39%	
RGE Sul (CPFL Jaguaríuna)	-	-	-	99.524	-	9,09%	
RGE	618	(189)	429	473	7,12%	7,06%	
	<u>3.717.711</u>	<u>(898.951)</u>	<u>2.818.760</u>	<u>3.095.025</u>			
<b>Subtotal</b>	<b>4.127.238</b>	<b>(1.172.161)</b>	<b>2.955.077</b>	<b>3.244.870</b>			
<b>Intangível adquirido já incorporado - dedutível</b>							
<b>Controladas</b>							
RGE	1.120.266	(885.969)	234.297	257.924	2,11%	2,11%	
RGE Sul	312.741	(33.188)	279.553	307.982	9,09%	9,09%	
CPFL Geração	426.450	(323.463)	102.987	112.953	2,34%	2,34%	
	<u>1.859.457</u>	<u>(1.242.620)</u>	<u>616.837</u>	<u>678.859</u>			
<b>Intangível adquirido já incorporado - recomposto</b>							
<b>Controladora</b>							
CPFL Paulista	1.074.026	(754.666)	319.360	351.565	3,00%	3,00%	
CPFL Piratininga	115.762	(74.202)	41.560	45.395	3,31%	3,31%	
RGE	310.128	(184.343)	125.785	138.469	4,09%	4,09%	
CPFL Jaguarí Geração	15.275	(8.377)	6.898	7.358	3,01%	3,01%	
<b>Subtotal</b>	<b>1.515.191</b>	<b>(1.021.588)</b>	<b>493.603</b>	<b>542.787</b>			
<b>Controladas</b>							
RGE Sul	56.759	(5.171)	51.588	-	9,09%	-	
<b>Total</b>	<b>7.558.645</b>	<b>(3.441.540)</b>	<b>4.117.105</b>	<b>4.466.516</b>			

O intangível adquirido em combinações de negócio está associado ao direito de exploração das concessões e está assim representado:

- Intangível adquirido não incorporado

Refere-se basicamente ao intangível de aquisição das ações detidas por acionistas não controladores, antes da adoção do CPC 15 e IFRS 3.

- Intangível adquirido já incorporado - Dedutível

Refere-se ao intangível oriundo da aquisição de controladas que foram incorporados aos respectivos patrimônios líquidos sem a aplicação das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01, ou seja, sem que ocorresse a segregação da parcela correspondente ao benefício fiscal.

- Intangível adquirido já incorporado - Recomposto

Com o objetivo de atender as determinações da ANEEL e evitar que a amortização do intangível advindo de incorporação de controladora causasse impacto negativo ao fluxo de dividendo aos acionistas não controladores existentes na época da incorporação, as controladas aplicaram os conceitos das Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/01 sobre o intangível. Desta forma, foi constituída uma provisão retificadora do intangível em contrapartida à reserva especial de ágio na incorporação do patrimônio líquido em cada controlada, de forma que o efeito da operação no patrimônio refletisse o benefício fiscal do intangível incorporado. Estas alterações afetaram o investimento da Companhia nas controladas, sendo necessária a constituição do intangível indedutível para fins fiscais, de modo a recompô-lo.

A partir de 1º de janeiro de 2016, em atendimento às alterações à IAS 16/CPC 27 e à IAS 38/CPC 04 (R1), o Grupo passou a adotar prospectivamente, para todos os casos, o método linear de amortização pelo prazo remanescente das concessões.

#### 14.2 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.

Em 2016 foi registrado na controlada CPFL Telecom uma provisão referente à avaliação do valor recuperável de unidades geradoras de caixa de R\$ 2.637, registrada na demonstração do resultado na rubrica “Outras despesas operacionais” (nota 27). Em 2017 a controlada CPFL Renováveis registrou uma perda no montante de R\$ 5.176 (R\$ 40.433 em 2016), referente aos ativos intangíveis adquiridos em combinação de negócios dos empreendimentos Pedra Cheirosa I e Bio Formosa.

As referidas provisões para perda ao valor recuperável tiveram como base a avaliação destas unidades geradoras de caixa formada pelo ativo intangível destas controladas, as quais, isoladamente, não caracterizam um segmento operacional (nota 29). Adicionalmente, durante 2017 e 2016 a Companhia não mudou a forma de agregação dos ativos para identificação destas unidades geradoras de caixa.

Para a mensuração ao valor justo foi utilizada a abordagem de custo, técnica de avaliação que reflete o valor que seria exigido atualmente para substituir a capacidade de serviço de um ativo (normalmente referido como o custo de substituição ou reposição). O reconhecimento da provisão para perda ao valor recuperável dos ativos se deu em função do cenário desfavorável para os negócios destas controladas e foi calculado com base em seus valores justos líquidos das despesas de venda.

### ( 15 ) FORNECEDORES

	Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016
<b><u>Circulante</u></b>		
Encargos de serviço do sistema	413	59.935
Suprimento de energia elétrica	2.248.748	1.868.950
Encargos de uso da rede elétrica	252.170	121.884
Materiais e serviços	650.538	545.468
Energia livre	145.002	131.893
<b>Total</b>	<b>3.296.870</b>	<b>2.728.130</b>
<b><u>Não circulante</u></b>		
Suprimento de energia elétrica	128.438	129.148
Materiais e serviços	-	633
<b>Total</b>	<b>128.438</b>	<b>129.781</b>

Os montantes de suprimento de energia elétrica registrados no não circulante são relativos à comercialização realizada pela controlada RGE Sul no período de 1º de setembro de 2000 a 31 de dezembro de 2002, correspondentes às transações de compra e venda de energia realizadas no âmbito da Câmara de

Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, sendo ajustados, nos exercícios de 2002 e 2003, com base em informações e cálculos preparados e divulgados pela CCEE, cujo pagamento está suspenso em função de liminar obtida pela controlada indireta até que o processo seja julgado (notas 6 e 22).

## ( 16 ) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	Consolidado													
	31/12/2016						31/12/2017							
	Circulante		Não Circulante		Total	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e MTM	Variação cambial	Encargos pagos	Circulante		Não Circulante	
Encargos	Principal	Encargos	Principal	Encargos							Principal	Principal	Total	
<b>Mensuradas ao custo</b>														
<b>Moeda nacional</b>														
Investimento	17.827	842.015	-	4.606.227	5.466.069	169.650	(1.151.289)	440.526	-	(379.542)	15.564	647.250	3.882.601	4.545.415
Bens de renda	38	1.034	-	3.955	5.028	-	(1.038)	377	-	(373)	13	1.180	2.800	3.993
Instituições financeiras	89.387	255.355	144.709	1.517.251	2.006.702	185.752	(515.824)	207.812	-	(343.163)	79.015	472.928	989.335	1.541.278
Outros	50	59.756	-	42.370	102.176	27.209	(58.490)	5.638	-	(1.793)	32	46.125	28.584	74.741
<b>Total ao custo</b>	<b>107.303</b>	<b>1.158.159</b>	<b>144.709</b>	<b>6.169.803</b>	<b>7.579.974</b>	<b>382.611</b>	<b>(1.726.640)</b>	<b>654.353</b>	<b>-</b>	<b>(724.871)</b>	<b>94.624</b>	<b>1.167.484</b>	<b>4.903.320</b>	<b>6.165.427</b>
<b>Mensuradas ao valor justo</b>														
<b>Moeda estrangeira</b>														
Instituições financeiras	22.062	595.101	-	4.922.463	5.539.626	569.260	(1.315.172)	138.568	124.311	(139.596)	21.034	2.322.261	2.573.703	4.916.997
Marcação a mercado	-	(1.764)	-	(35.651)	(37.415)	-	-	(21.137)	-	-	-	(11.375)	(47.177)	(58.552)
<b>Total ao valor justo</b>	<b>22.062</b>	<b>593.337</b>	<b>-</b>	<b>4.886.812</b>	<b>5.502.211</b>	<b>569.260</b>	<b>(1.315.172)</b>	<b>117.431</b>	<b>124.311</b>	<b>(139.596)</b>	<b>21.034</b>	<b>2.310.885</b>	<b>2.526.526</b>	<b>4.858.445</b>
<b>Gastos com captação *</b>	<b>-</b>	<b>(5.213)</b>	<b>-</b>	<b>(32.930)</b>	<b>(38.143)</b>	<b>(6.415)</b>	<b>-</b>	<b>12.742</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(4.420)</b>	<b>(27.396)</b>	<b>(31.816)</b>
<b>Total</b>	<b>129.364</b>	<b>1.746.284</b>	<b>144.709</b>	<b>11.023.685</b>	<b>13.044.041</b>	<b>945.456</b>	<b>(3.041.812)</b>	<b>784.526</b>	<b>124.311</b>	<b>(864.467)</b>	<b>115.658</b>	<b>3.473.949</b>	<b>7.402.450</b>	<b>10.992.057</b>

	Consolidado		Renovação anual	Condições de amortização	Garantias
	31/12/2017	31/12/2016			
<b>Medidas ao custo</b>					
<b>Moeda nacional</b>					
<b>Investimento</b>					
<b>CPFL Paulista</b>					
FNEM V	2.883	37.078	TJLP + 2,12% a 3,3% (c)	72 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM V	1.932	3.638	Pré fixado 8% (c)	88 Parcelas mensais a partir de agosto de 2011	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM V	22.282	39.825	Pré fixado 5,5% (b)	96 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2013	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM VI	101.969	148.984	TJLP + 2,00% a 3,88% (a) (f)	72 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM VI	7.401	8.907	Pré fixado 2,5% (a)	114 Parcelas mensais a partir de junho de 2013	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM VI	135.787	163.404	Pré fixado 2,5% (a)	86 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2014	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM VI	29.612	57.790	Pré fixado 6% (b)	96 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM VI	32.687	73.435	SELIC + 2,62% a 2,66% (b)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM VI	14.209	132.622	TJLP + 2,12% a 2,66% (c) (f)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNAME	16.934	25.356	Pré fixado 4,5%	96 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Aval da CPFL Energia
<b>CPFL Piratininga</b>					
FNEM IV	1.553	19.970	TJLP + 2,12% a 3,3% (c)	72 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM IV	619	1.173	Pré fixado 8% (c)	88 Parcelas mensais a partir de agosto de 2011	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM IV	12.108	16.030	Pré fixado 5,5% (b)	96 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2013	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM V	26.540	43.836	TJLP + 2,00% a 3,88% (a) (f)	72 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM V	1.944	2.339	Pré fixado 2,5% (a)	114 Parcelas mensais a partir de junho de 2013	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM V	33.731	49.694	Pré fixado 2,5% (a)	86 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2014	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM VI	37.952	41.620	SELIC + 2,62% a 2,66% (b)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM VI	53.823	65.770	TJLP + 2,12% a 2,66% (c) (f)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM VI	24.398	28.198	Pré fixado 6% (b)	96 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNAME	8.916	12.023	Pré fixado 4,5%	96 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Aval da CPFL Energia
<b>RGE Sol</b>					
Finop	4.481	7.757	TJLP	73 Parcelas mensais a partir de maio de 2016	Fiança Bancária
Finop	5.487	7.662	Pré fixado 5%	81 Parcelas mensais a partir de setembro de 2012	Fiança Bancária
<b>RGE</b>					
FNEM V	1.745	22.464	TJLP + 2,12% a 3,3% (c)	72 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2012	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM V	8.932	11.828	Pré fixado 5,5% (b)	96 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2013	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM VI	52.994	89.126	TJLP + 2,00% a 3,88% (a) (f)	72 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2014	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM VI	783	942	Pré fixado 2,5% (a)	114 Parcelas mensais a partir de junho de 2013	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM VI	49.939	69.085	Pré fixado 2,5% (a)	86 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2014	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM VI	34.001	39.442	Pré fixado 6% (b)	96 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM VI	59.997	65.261	SELIC + 2,62% a 2,66% (b)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNEM VI	86.601	81.394	TJLP + 2,12% a 2,66% (c) (f)	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
FNAME	4.022	6.033	Pré fixado 4,5%	96 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2012	Aval da CPFL Energia
FNAME	309	168	Pré fixado 10,0%	90 Parcelas mensais a partir de maio de 2012	Bens vinculados em alienação fiduciária
FNAME	443	679	Pré fixado 10,0%	88 Parcelas mensais a partir de outubro de 2015	Bens vinculados em alienação fiduciária
<b>Companhia Luz e Força Santa Cruz</b>					
FNEM	-	3.094	Pré fixado 6%	111 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
FNEM	-	3.381	SELIC + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
FNEM	-	4.062	TJLP + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
<b>CPFL Leste Paulista</b>					
FNEM	-	3.397	Pré fixado 6%	111 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
FNEM	-	1.239	SELIC + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
FNEM	-	2.224	TJLP + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
<b>CPFL Sul Paulista</b>					
FNEM	-	2.412	Pré fixado 6%	111 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
FNEM	-	1.731	SELIC + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
FNEM	-	3.122	TJLP + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
<b>Companhia Jaguaré de Energia (CPFL Santa Cruz)</b>					
CCB - Santander	3.614	-	TJLP + 2,99% (f)	86 Parcelas mensais a partir de outubro de 2015	Aval da CPFL Energia
CCB - Santander	1.215	-	Cesta de Moedas + 1,99%	86 Parcelas mensais a partir de outubro de 2015	Aval da CPFL Energia
CCB - Santander	2.759	1.464	TJLP + 3,1%	96 Parcelas mensais a partir de junho de 2014	Aval da CPFL Energia
CCB - Santander	1.977	572	Cesta de Moedas + 2,1%	96 Parcelas mensais a partir de junho de 2014	Aval da CPFL Energia
FNEM	15.916	2.422	Pré fixado 6%	111 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
FNEM	6.424	1.287	SELIC + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
FNAME	12	-	SELIC + 3,63%	36 parcelas mensais a partir de dezembro de 2016	Aval da CPFL Energia
FNEM	16.612	2.321	TJLP + 2,19%	72 parcelas mensais a partir de abril de 2015	Aval da CPFL Energia
FNAME	6.204	-	TJLP + 3,29%	36 parcelas mensais a partir de dezembro de 2016	Aval da CPFL Energia
FNAME	295	-	TJLP + 3,39%	96 parcelas mensais a partir de maio de 2019	Aval da CPFL Energia
<b>CPFL Mococa</b>					
CCB - Santander	-	1.883	TJLP + 3,1%	96 Parcelas mensais a partir de junho de 2014	Aval da CPFL Energia
CCB - Santander	-	736	Cesta de Moedas + 2,1%	96 Parcelas mensais a partir de junho de 2014	Aval da CPFL Energia
CCB - Santander	-	1.413	Cesta de Moedas + 1,99%	86 Parcelas mensais a partir de outubro de 2015	Aval da CPFL Energia
CCB - Santander	-	4.081	TJLP + 2,99% (f)	86 Parcelas mensais a partir de outubro de 2015	Aval da CPFL Energia
<b>CPFL Serviços</b>					
FNAME	1.096	1.297	Pré fixado 2,5% a 5,5%	86 Parcelas mensais a partir de agosto de 2014	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FNAME	253	313	Pré fixado 6%	72 Parcelas mensais a partir de abril de 2016	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FNAME	472	668	Pré fixado 7,7% a 10%	86 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2012	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FNAME	6.534	11.292	Pré fixado 2,5% a 5,5%	111 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2013	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FNAME	33	47	TJLP + 4,2%	90 Parcelas mensais a partir de novembro de 2012	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FNAME	1.839	2.249	Pré fixado 6%	86 Parcelas mensais a partir de outubro de 2014	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FNAME	88	101	Pré fixado 6%	96 Parcelas mensais a partir de julho de 2016	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FNAME	5.939	5.768	Pré fixado 6%	114 Parcelas mensais a partir de junho de 2015	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FNAME	814	762	TJLP + 2,2% a 3,2% (c)	96 Parcelas mensais a partir de julho de 2015	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FNAME	3.980	3.870	Pré fixado 5,5% a 10% (c)	86 Parcelas mensais a partir de outubro de 2015	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FNAME	1.276	1.689	Pré fixado 6% a 10% (c)	84 Parcelas mensais a partir de agosto de 2016	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FNAME	5.218	5.832	TJLP + 3,58%	48 Parcelas mensais a partir de junho de 2017	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FNAME	1.201	2.011	SELIC + 3,90%	48 Parcelas mensais a partir de junho de 2017	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FNAME	1.261	-	SELIC + 3,90%	48 Parcelas mensais a partir de agosto de 2017	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FNAME	1.262	1.147	TJLP + 3,48%	36 Parcelas mensais a partir de agosto de 2017	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FNAME	598	495	SELIC + 3,70%	36 Parcelas mensais a partir de agosto de 2017	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FNAME	2.613	-	SELIC + 3,58% a 3,72%	36 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2019	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos
FNAME	8.995	-	TJLP + 3,25% a 3,38%	36 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2019	Aval da CPFL Energia e alienação fiduciária de equipamentos

<b>CPFL Telecom</b>					
FNAME	-	7.448	Pré-fixado 6,5% (b)	60 parcelas mensais a partir de dezembro de 2018	Aval da CPFL Energia
FNEM	-	7.849	SELIC + 3,12% (N)	60 parcelas mensais a partir de dezembro de 2018	Aval da CPFL Energia
FNEM	-	21.302	T.J.P. + 2,12% a 3,18% (c)	60 parcelas mensais a partir de dezembro de 2018	Aval da CPFL Energia
FNEM	-	470	T.J.P.	60 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2018	Aval da França da CPFL Energia
<b>CPFL Transmissão</b>					
FNAME	14.275	16.871	Pré-fixado 3,6%	96 Parcelas mensais a partir de julho de 2015	Aval da CPFL Energia
CERAM	-	-	-	-	-
BNDES	-	266.484	T.J.P. + 3,09% a 5%	206 parcelas mensais a partir de dezembro de 2005	Prestor de Ações, Direitos Creditórios e Emergente da Concessão e Vinculação de Receitas
BNDES	-	48.409	Cesta de moedas + 5% (1)	206 parcelas mensais a partir de fevereiro de 2006	Prestor de Ações, Direitos Creditórios e Emergente da Concessão e Vinculação de Receitas
<b>CPFL Renováveis</b>					
FNEM I	232.310	262.224	T.J.P. + 1,95%	168 parcelas mensais a partir de outubro de 2009 e julho de 2011	(i) Alteração fiduciária de equipamentos; (ii) Prestor de recebíveis; (iii) Prestor de ações da SPE e PCH Holding (iv) Prestor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL
FNEM II	18.951	22.210	T.J.P. + 1,92%	144 parcelas mensais a partir de junho de 2011	(i) Alteração fiduciária de equipamentos; (ii) Alteração fiduciária de recebíveis; (iii) França Corporativa da CPFL Energia S.A. e Bioenergia S.A.
FNEM III	486.623	495.912	T.J.P. + 1,72%	132 parcelas mensais a partir de maio de 2013	(i) Alteração fiduciária de equipamentos; (ii) Prestor de ações da SPE (iii) França Corporativa da CPFL Energia e State Grid
FNEM V	88.485	90.362	T.J.P. + 2,8% e 3,4%	143 parcelas a partir de dezembro de 2011	(i) Alteração fiduciária de equipamentos; (ii) Prestor de ações da SPE (iii) Prestor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL
FNEM VI	65.919	74.737	T.J.P. + 2,05%	173 e 192 parcelas mensais a partir de outubro de 2013 e abril de 2015	(i) França Corporativa da CPFL S. (ii) Alteração fiduciária de recebíveis; (iii) Prestor de ações da SPE (iv) Prestor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL
FNEM VII	115.234	138.474	T.J.P. + 1,92%	156 parcelas mensais a partir de outubro de 2010 e setembro de 2023	(i) França Corporativa da CPFL R, CPFL Energia e State Grid (ii) Alteração fiduciária de equipamentos; (iii) Alteração fiduciária de recebíveis; (iv) Prestor de ações da SPE
FNEM IX	17.827	25.195	T.J.P. + 2,15%	120 parcelas a partir de maio de 2016	(i) Prestor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL (ii) França Corporativa da CPFL R, CPFL Energia e State Grid (iii) Alteração fiduciária de equipamentos; (iv) Prestor de ações da SPE
FNEM X	-	230	T.J.P.	84 parcelas a partir de outubro de 2010	(i) Prestor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL (ii) Prestor de recebíveis de Contratos de Operação (iii) França Corporativa da CPFL R, CPFL Energia e State Grid (iv) Alteração fiduciária de equipamentos; (v) Prestor de ações da SPE
FNEM XI	95.938	101.670	T.J.P. + 1,87% a 1,5%	De 106 a 168 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012 e janeiro de 2013	(i) Alteração fiduciária de equipamentos; (ii) Alteração fiduciária de recebíveis; (iii) França Corporativa da CPFL Energia (iv) Alteração fiduciária de equipamentos; (v) Alteração fiduciária de recebíveis
FNEM XII	297.835	317.289	T.J.P. e T.J.P. + 2,18%	192 parcelas mensais a partir de julho de 2014	(i) Prestor de recebíveis de Contratos de Operação; (ii) Prestor de ações da SPE e Eolica Holding (iii) Prestor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL (iv) França Corporativa da CPFL R, Eolica Holding S.A., CPFL Energia e State Grid (v) Prestor de equipamentos; (vi) Alteração fiduciária de recebíveis
FNEM XIII	288.439	318.257	T.J.P. + 2,02% a 2,18%	192 parcelas mensais a partir de novembro de 2014	(i) Prestor de recebíveis de Contratos de Operação; (ii) Prestor de ações da SPE (iii) Prestor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL (iv) França Corporativa da CPFL R, CPFL Energia e State Grid (v) Prestor de ações da SPE
FNEM XIV	23.185	27.305	T.J.P. + 3,44%	139 parcelas mensais a partir de setembro de 2011	(i) Prestor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL (ii) Alteração fiduciária de recebíveis; (iii) França Corporativa da CPFL R, CPFL Energia e State Grid (iv) Prestor de ações da SPE
FNEM XVI	4.135	6.418	Pré-fixado 6,5%	101 parcelas mensais a partir de setembro de 2011	(i) Prestor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL (ii) Alteração fiduciária de recebíveis; (iii) França Corporativa da CPFL R, CPFL Energia e State Grid (iv) Alteração fiduciária de equipamentos; (v) Alteração fiduciária de recebíveis
FNEM XVII	426.205	469.426	T.J.P. e T.J.P. + 2,18%	192 parcelas mensais a partir de janeiro de 2013	(i) Prestor de recebíveis de Contratos de Operação; (ii) Prestor de ações da SPE e DESA Eólica SA (iii) Prestor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL (iv) França Bancária
FNEM XVIII	9.944	13.763	Pré-fixado 4,5%	102 parcelas mensais a partir de junho de 2011	(i) Alteração fiduciária de equipamentos; (ii) Alteração fiduciária de recebíveis; (iii) França Corporativa da CPFL Energia S.A. e Bioenergia S.A.
FNEM XIX	27.579	29.559	T.J.P. + 2,02%	192 parcelas a partir de janeiro de 2014	(i) Alteração fiduciária de equipamentos; (ii) Alteração fiduciária de recebíveis; (iii) Prestor de ações da SPE (iv) Prestor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL (v) França Corporativa da CPFL R, CPFL Energia e State Grid
FNEM XX	37.288	44.600	Pré-fixado 2,5%	108 parcelas a partir de janeiro de 2014	(i) Alteração fiduciária de equipamentos; (ii) Prestor de ações da SPE (iii) Prestor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL (iv) França Corporativa da CPFL R, CPFL Energia e State Grid (v) Alteração fiduciária de equipamentos; (vi) Prestor de ações da SPE
FNEM XXI	37.583	48.281	T.J.P. + 2,02%	192 parcelas a partir de janeiro de 2014	(i) Alteração fiduciária de equipamentos; (ii) Prestor de ações da SPE (iii) Prestor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL (iv) França Corporativa da CPFL R, CPFL Energia e State Grid (v) Alteração fiduciária de equipamentos; (vi) Alteração fiduciária de recebíveis
FNEM XXII	32.734	39.281	Pré-fixado 2,5%	108 parcelas a partir de janeiro de 2014	(i) Prestor de ações da SPE (ii) Prestor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL (iii) França Corporativa da CPFL R, CPFL Energia e State Grid (iv) Alteração fiduciária de equipamentos; (v) Alteração fiduciária de recebíveis
FNEM XXIII	1.153	1.725	Pré-fixado 4,5%	102 parcelas mensais a partir de junho de 2011	(i) Alteração fiduciária de equipamentos; (ii) Alteração fiduciária de recebíveis; (iii) Prestor de ações da SPE (iv) Prestor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL (v) Prestor de recebíveis de Contratos de Operação

FINEM XXV	82.532	193.680	Pré-fixado 5,1%	162 a 100 parcelas mensais a partir de janeiro de 2012 a agosto de 2020	(j) Alienação fiduciária de equipamentos; (k) Alienação fiduciária de recebíveis; (l) Fiança Corporativa da CPFL Energia e State Grid.
FINEM XXV	83.138	87.492	TALP + 2,10%	192 parcelas mensais a partir de julho de 2016 a junho 2032	(j) Fiança Corporativa da CPFL Energia e State Grid; (k) Penhor de equipamentos; (l) Alienação fiduciária de recebíveis; (m) Penhor de recebíveis de Contratos de Operação; (n) Penhor de ações da SPE;
FINEM XXVI	88.192	525.011	TALP e TALP + 2,70%	192 parcelas mensais a partir de julho de 2017 a junho 2033	(j) Penhor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL; (k) Fiança Corporativa da CPFL-R, CPFL Energia e State Grid; (l) Alienação fiduciária de recebíveis; (m) Penhor de ações da SPE e T-16; (n) Penhor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL; (o) Fiança Corporativa da CPFL-R, CPFL Energia e State Grid;
FINEM XXVI	87.584	70.532	TALP e TALP + 2,02%	162 parcelas mensais a partir de novembro de 2010 a abril 2030	(j) Penhor de ações da SPE; (k) Alienação fiduciária de recebíveis; (l) Alienação fiduciária de direitos emergentes autorizados pela ANEEL;
FINEM XXVII	1.415	-	TALP	144 parcelas a partir de janeiro de 2010	(j) Fiança Corporativa da CPFL-R, CPFL Energia e State Grid; (k) Alienação fiduciária de equipamentos; (l) Alienação fiduciária de recebíveis; (m) Penhor de ações da SPE;
FINAME I	2.387	2.057	Pré-fixado 2,5%	96 parcelas a partir de fevereiro 2015	(k) Penhor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL; (l) Fiança Corporativa da CPFL-R, CPFL Energia e State Grid;
FINEP I	904	1.397	Pré-fixado 3,5%	61 parcelas mensais a partir de outubro de 2014	(j) Alienação fiduciária de equipamentos; (k) Fiança Corporativa da CPFL-R;
FINEP II	5.516	10.445	TALP -1%	85 parcelas mensais a partir de junho de 2017	Fiança Bancária;
FINEP III	4.091	5.232	Pré-fixado 0%	73 parcelas mensais a partir de julho de 2015	Fiança Bancária;
BND I	82.826	101.323	Pré-fixado de 9,5% a 10% e bônus de adimplência de 10%	168 parcelas mensais a partir de janeiro de 2009 a 2028	(j) Alienação fiduciária de equipamentos; (k) Alienação fiduciária de recebíveis; (l) Penhor de ações da SPE;
BND II	151.428	168.364	Pré-fixado 10% e bônus de adimplência de 10% e 25%	222 parcelas mensais a partir de maio de 2010 a outubro de 2009	(k) Penhor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL; (l) Fiança Corporativa da SIF Energias do Brasil; (m) Alienação fiduciária de equipamentos; (n) Alienação fiduciária de recebíveis; (o) Penhor de ações da SPE;
BND III	27.138	29.020	Pré-fixado de 9,5% e bônus de adimplência de 25%	228 parcelas mensais a partir de julho de 2009 a julho de 2020	(k) Penhor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL; (l) Fiança Corporativa da SIF S.A.; (m) Fiança bancária;
BND	67.291	67.872	IGPM + 3,03%	50 parcelas trimestrais a partir de junho de 2011	(j) Alienação fiduciária de equipamentos; (k) Alienação fiduciária de recebíveis; (l) Penhor de ações da SPE;
BND	67.291	67.872	IGPM + 3,03%	50 parcelas trimestrais a partir de junho de 2011	(k) Penhor de direitos emergentes autorizados pela ANEEL; (l) Penhor de recebíveis de Contratos de Operação;
<b>Bens de renda</b>					
<b>CPFL ESELEC</b>					
FINAME	2.281	2.923	Pré-fixado 4,5% a 5,7%	96 Parcelas mensais a partir de março de 2012	Aval da CPFL Energia
FINAME	81	99	Pré-fixado 6%	72 Parcelas mensais a partir de outubro de 2016	Aval da CPFL Energia
FINAME	171	234	TALP + 2,70%	48 Parcelas mensais a partir de agosto de 2016	Aval da CPFL Energia
FINAME	174	219	SELIC + 2,70%	48 Parcelas mensais a partir de agosto de 2016	Aval da CPFL Energia
FINAME	199	121	Pré-fixado 5,5%	16 Parcelas mensais a partir de setembro de 2017	Aval da CPFL Energia
FINAME	515	678	Pré-fixado 5,5%	48 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2017	Aval da CPFL Energia e Alienação fiduciária de Equip.
FINAME	672	753	TALP + 3,50%	48 Parcelas mensais a partir de agosto de 2017	Aval da CPFL Energia e Alienação fiduciária de Equip.
<b>Instituições financeiras</b>					
<b>CPFL Paulista</b>					
Banco do Brasil - Capital de giro	-	392.403	104,9% do CDI (f)	62 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Aval da CPFL Energia
<b>CPFL Pernambuco</b>					
Banco do Brasil - Capital de giro	-	66.951	104,9% do CDI (f)	62 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Aval da CPFL Energia
<b>Companhia Luz e Força Santa Cruz</b>					
Banco do Brasil - Capital de giro	-	69.213	104,93% do CDI (f)	62 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Aval da CPFL Energia
Banco BM - Capital de giro	-	4.926	CDI + 0,27% (f)	12 parcelas semestrais a partir de junho de 2015	Aval da CPFL Energia
<b>CPFL Leão Paulista</b>					
Banco BM - Capital de giro	-	5.405	100,00% do CDI	14 Parcelas semestrais a partir de dezembro de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco BM - Capital de giro	-	20.955	CDI + 0,1%	12 Parcelas semestrais a partir de outubro de 2014	Aval da CPFL Energia
Banco BM - Capital de giro	-	15.658	CDI + 0,27%	12 Parcelas semestrais a partir de março de 2015	Aval da CPFL Energia
Banco BM - Capital de giro	-	8.993	CDI + 1,37% (f)	8 parcelas semestrais a partir de janeiro de 2016	Aval da CPFL Energia
<b>CPFL Sul Paulista</b>					
Banco do Brasil - Capital de giro	-	31.964	104,93% do CDI (f)	62 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Aval da CPFL Energia
Banco BM - Capital de giro	-	7.888	CDI + 0,27% e 1,13% (f)	12 parcelas semestrais a partir de junho de 2015	Aval da CPFL Energia
Banco BM - Capital de giro	-	8.794	CDI + 1,27%	8 parcelas semestrais a partir de fevereiro 2017	Aval da CPFL Energia
<b>Companhia Jaguaré de Energia (CPFL Santa Cruz)</b>					
Banco do Brasil - Capital de giro	95.922	4.413	104,90% do CDI (f)	62 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Aval da CPFL Energia
Banco BM - Capital de giro	36.891	-	CDI + 0,27% (f)	12 parcelas semestrais a partir de junho de 2015	Aval da CPFL Energia
Banco BM - Capital de giro	5.189	-	CDI + 1,13% (f)	8 parcelas semestrais a partir de janeiro de 2016	Aval da CPFL Energia
Banco BM - Capital de giro	5.952	-	CDI + 0,27%	8 parcelas semestrais a partir de fevereiro 2017	Aval da CPFL Energia
Banco BM - Capital de giro	13.111	16.726	100,00% do CDI	14 Parcelas semestrais a partir de dezembro de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco BM - Capital de giro	25.443	11.297	CDI + 0,1%	12 Parcelas semestrais a partir de outubro de 2014	Aval da CPFL Energia
<b>CPFL Mococa</b>					
Banco do Brasil - Capital de giro	-	28.911	104,93% do CDI (f)	62 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Aval da CPFL Energia
Banco BM - Capital de giro	-	3.461	100,00% do CDI	14 Parcelas semestrais a partir de dezembro de 2012	Aval da CPFL Energia
Banco BM - Capital de giro	-	13.296	CDI + 0,27%	12 Parcelas semestrais a partir de março de 2015	Aval da CPFL Energia
<b>CPFL Serviços</b>					
Banco BM - Capital de giro	1.279	3.473	CDI + 0,10%	11 Parcelas semestrais a partir de junho de 2015	Aval da CPFL Energia
Nota Promissória	46.341	-	104% do CDI	Parcela única em junho de 2018	Aval da CPFL Energia
<b>CPFL Geração</b>					
Banco do Brasil - Capital de giro	638.329	541.316	109,5% do CDI	Parcela única em março de 2019	Fiança da CPFL Energia
<b>CPFL Telecom</b>					
Banco BM - Capital de giro	-	31.448	CDI + 0,18%	12 parcelas semestrais a partir de agosto de 2014	Aval da CPFL Energia
<b>CPFL Transmissão Morro Agudo</b>					
Santander	-	9.931	CDI+1,60%	Parcela única em março de 2017	Aval da CPFL Energia
<b>CPFL Renováveis</b>					
Bradesco	294.934	291.363	CDI + 0,0%	8 parcelas anuais a partir de junho de 2013	Não existem garantias
Saba	194.096	208.547	105% do CDI	14 parcelas a partir de agosto de 2016	Não existem garantias
CCB - BBM	44.171	44.171	CDI + 3,40%	Parcela única em março de 2016	Não existem garantias
CCB - BBM	26.198	-	CDI + 1,80%	Parcela única no fim do contrato	Aval da CPFL Renováveis
CCB - ABC	-	44.217	CDI + 3,80%	Parcela única em dezembro de 2017	Não existem garantias
CCB - Deutsche Bank	48.909	-	CDI + 1,45%	Parcela única no fim do contrato	Nota promissória da CPFL Renováveis
Nota Promissória - ABC	162.026	165.883	CDI + 3,80%	4 parcelas semestrais a partir de fevereiro de 2017	Não existem garantias
Nota Promissória - BBM	63.582	-	CDI + 1,39%	Parcela única em junho de 2018	Aval da CPFL Renováveis

Outros							
<b>Elétricas</b>							
CPFL Paulista	2.419	2.960	RGR + 6% a 6,5%	120 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2017	Recebíveis e notas promissórias		
RGE	3.988	5.851	RGR + 6%	120 Parcelas mensais a partir de maio de 2005	Recebíveis e notas promissórias		
RGE Sul	16.970	25.946	RGR + 6%	120 Parcelas mensais a partir de dezembro de 2006	Fianças bancárias, recebíveis e notas promissórias		
CPFL Santa Cruz	-	598	RGR + 6%	120 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2007	Recebíveis e notas promissórias		
CPFL Leste Paulista	-	338	RGR + 6%	120 Parcelas mensais a partir de fevereiro de 2008	Recebíveis e notas promissórias		
CPFL Sul Paulista	-	303	RGR + 6%	120 Parcelas mensais a partir de agosto de 2007	Recebíveis e notas promissórias		
CPFL Japão	-	9	RGR + 6%	120 Parcelas mensais a partir de junho de 2007	Recebíveis e notas promissórias		
CPFL Moccoca	-	122	RGR + 6%	120 Parcelas mensais a partir de janeiro de 2008	Recebíveis e notas promissórias		
Outros	49.372	66.181					
<b>Subtotal moeda nacional - custo</b>	<b>6.165.427</b>	<b>7.579.874</b>					
<b>Moeda estrangeira</b>							
<b>Mensuradas ao valor justo</b>							
<b>Instituições financeiras</b>							
<b>CPFL Paulista</b>							
Bank of America Merrill Lynch	302.769	327.603	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (3)	Parcela única em outubro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Bank of America Merrill Lynch	146.939	146.703	US\$+Libor 3 meses+1,7% (4)	Parcela única em setembro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Bank of Tokyo-Mitsubishi	165.826	161.279	US\$ + Libor 3 meses + 0,88% (3) (g)	Parcela única em fevereiro de 2023	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Bank of Tokyo-Mitsubishi	124.211	163.106	US\$+Libor 3 meses+0,8% (3) (f)	94 parcelas semestrais a partir de setembro de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
BNP Paribas	-	68.663	Euro + 1,6350% (2)	Parcela única em janeiro de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
HSBC	-	282.898	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (2)	Parcela única em janeiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
J.P. Morgan	-	130.522	US\$ + 2,28% a 2,32% (3)	Parcela única em dezembro de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
J.P. Morgan	-	116.362	US\$ + 2,30% a 2,38% (3)	Parcela única em janeiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
J.P. Morgan	83.793	82.544	US\$ + 2,74% (3)	Parcela única em janeiro de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
J.P. Morgan	-	49.311	US\$ + 2,7% (3)	Parcela única em fevereiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Bank of America Merrill Lynch	498.061	498.334	US\$ + Libor 3 meses + 1,42% (3)	Parcela única em fevereiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Mizuho Bank	248.189	244.484	US\$+Libor 3 meses +1,55% (3) (f)	03 Parcelas semestrais a partir de março de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Operação sindicalizada (*) - Bank of America Merrill Lynch, Citibank, HSBC e EDC-Export Development Canada	221.475	218.104	US\$ + Libor 3 meses + 2,7% (4)	65 Parcelas semestrais a partir de maio de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
<b>CPFL Fluminense</b>							
BNP Paribas	218.834	188.622	Euro + 1,6350% (3)	Parcela única em janeiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Citibank	267.743	204.486	US\$ + Libor 3 meses + 1,41% (3)	02 Parcelas anuais a partir de janeiro de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Citibank	165.749	163.225	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (4)	Parcela única em março de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Scotiabank	-	54.235	US\$ + 2,08% (3)	Parcela única em agosto de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Sumitomo	166.346	163.712	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (3) (f)	Parcela única em abril de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Operação sindicalizada (*) - Bank of America Merrill Lynch, Citibank, HSBC e EDC-Export Development Canada	221.475	218.104	US\$ + Libor 3 meses + 2,7% (4)	65 Parcelas semestrais a partir de maio de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
RGE							
Bank of Tokyo-Mitsubishi	59.793	59.852	US\$ + Libor 3 meses + 0,82% (3)	Parcela única em abril de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Bank of Tokyo-Mitsubishi	271.893	267.760	US\$ + Libor 3 meses + 0,82% (3)	Parcela única em maio de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Operação sindicalizada (*) - Bank of America Merrill Lynch, Citibank, HSBC e EDC-Export Development Canada	221.475	218.104	US\$ + Libor 3 meses + 2,7% (4)	65 Parcelas semestrais a partir de maio de 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Bank of Tokyo-Mitsubishi	172.592	-	US\$ + 1,5275%	Parcela única em outubro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
HSBC	-	44.496	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (2)	Parcela única em outubro de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
J.P. Morgan	-	199.826	US\$ + 2,78% (3)	Parcela única em fevereiro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
<b>Companhia Luz e Força Santa Cruz</b>							
Scotiabank	-	16.556	US\$ + 3,37% (4)	Parcela única em julho de 2018	Aval da CPFL Energia e notas promissórias		
CPFL Sul Paulista	-	16.556	US\$ + 3,37% (4)	Parcela única em julho de 2018	Aval da CPFL Energia e Notas Promissórias		
CPFL Leste Paulista	-	16.556	US\$ + 3,37% (4)	Parcela única em julho de 2018	Aval da CPFL Energia e notas promissórias		
Scotiabank	-	16.556	US\$ + 3,37% (4)	Parcela única em julho de 2018	Aval da CPFL Energia e notas promissórias		
<b>Companhia Jaguaré de Energia (CPFL Santa Cruz)</b>							
Scotiabank	67.219	16.556	US\$ + 3,37% (4)	Parcela única em julho de 2018	Aval da CPFL Energia e Nota Promissória		
CPFL Geração	-	326.193	US\$ + Libor 3 meses + 1,35% (2)	Parcela única em março de 2017	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
HSBC	-	97.946	US\$ + Libor 3 meses + 1,6% + Comissão 1,4% (4)	Parcela única em junho 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
CCB-China Construction Bank	99.443	117.550	US\$ + 3,703% (4)	Parcela única em julho 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Scotiabank	118.334	117.550	US\$ + 3,703% (4)	Parcela única em julho 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Citibank	397.326	391.360	US\$ + Libor 3 meses + 1,41% (3)	03 Parcelas anuais a partir de setembro de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
CCB China	33.129	32.624	US\$ + Libor 3 meses + 1,2% + Comissão 1,1% (3)	Parcela única em setembro 2019	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Scotiabank	165.572	163.125	US\$ + 3,1258%	Parcela única em dezembro 2019	Aval da CPFL Energia		
<b>Paulista Lajeado</b>							
Banco Itaú	36.311	35.771	US\$ + 3,196% (4)	Parcela única em março de 2016	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
CPFL Brasil							
Scotiabank	48.161	44.501	US\$ + 2,779% (3)	Parcela única em agosto de 2018	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Scotiabank	11.731	-	US\$ + 2,6291% (3)	Parcela única em setembro de 2020	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Scotiabank	263.628	-	US\$ + 2,2997% (3)	Parcela única em setembro de 2020	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
Scotiabank	155.960	-	USD + 2,3073%	Parcela única em outubro de 2020	Aval da CPFL Energia e nota promissória		
<b>Marcação a mercado</b>	<b>(58.952)</b>	<b>(37.415)</b>					
<b>Total moeda estrangeira - valor justo</b>	<b>4.858.445</b>	<b>5.562.211</b>					
<b>Gastos com captação (*)</b>	<b>(31.876)</b>	<b>(38.143)</b>					
<b>Total Consolidado</b>	<b>10.992.957</b>	<b>13.644.041</b>					

As contrapartes possuem swap convertendo o custo da operação de variação de moeda para utilização taxa de juros em reais, correspondente a:

- (1) 143,85% do CDI (2) 99% a 105% do CDI  
(3) 95,20% do CDI (4) 109,1% a 119% do CDI

Taxa efetiva:

- (a) 20% a 40% do CDI (e) 80,1% a 90% do CDI (f) CDI + 0,75%  
(b) 40,1% a 60% do CDI (f) 100,1% a 118% do CDI (g) Prê fixado 10,57%  
(c) 60,1% a 70% do CDI (g) 110,1% a 120% do CDI  
(d) 70,1% a 90% do CDI (h) 120,1% a 138% do CDI

(\*) Conforme CPC 08/IAS 39, referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo.

(\*\*) Operação sindicalizada – empréstimos financeiros em moeda estrangeira, tendo como contraparte um grupo de instituições financeiras.

Conforme segregado nos quadros acima, o Grupo, em consonância com os CPCs 38 e 39 e IAS 32 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\$ 4.858.445 (R\$ 5.502.211 em 31 de dezembro de 2016).

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro do Grupo. Em 31 de dezembro de 2017, os ganhos acumulados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas foram de R\$ 58.552 (R\$ 37.415 em 31 de dezembro 2016), deduzidos das perdas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 51.145 (ganho de R\$ 24.504 em 31 de dezembro de 2016), contratados para proteção da variação cambial (nota 33), geraram um ganho total líquido de R\$ 7.407 (R\$ 61.919 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>	<u>Consolidado</u>
2019	2.737.432
2020	1.744.143
2021	649.487
2022	453.085
2023	371.895
2024 a 2028	1.155.315
2029 a 2033	338.270
<b>Subtotal</b>	<b>7.449.627</b>
Marcação a mercado	(47.177)
<b>Total</b>	<b>7.402.450</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>Variação acumulada</u>		<u>Consolidado</u>	
			<u>% da dívida</u>	
	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
IGP-M	(0,52)	7,17	0,52	0,53
TJLP	7,00	7,50	31,38	31,48
CDI	6,89	13,63	59,49	56,31
Outros			8,60	11,68
			<u>100,00</u>	<u>100,00</u>

## Principais adições no exercício

Empresa	Banco / Modalidade	R\$ mil			Pagamento de juros	Destinação dos recursos
		Total aprovado	Liberado em 2017	Liberado líquido dos gastos de captação		
<b>Moeda nacional:</b>						
Companhia Luz e Força Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, Companhia Jaguari de Energia (CPFL Santa Cruz), CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa	FINAME (a)	8.556	8.556	6.556	Trimestral	Plano de investimentos da controlada
CPFL Serviços	FINAME (a)	11.286	11.286	11.286	Trimestral	Aquisição de máquinas e equipamentos
CPFL Serviços	Nota Promissória	45.000	45.000	45.000	Único	Capital de Giro
CPFL Renováveis	FINEM XXVI	764.109	146.730	142.811	Mensal	Plano de investimentos da controlada
CPFL Renováveis	FINEM XXVII	87.184	1.699	1.699	Mensal	Plano de investimentos da controlada
CPFL Renováveis	FINEM XXVIII	206.000	1.414	1.414	Mensal	Plano de investimentos da controlada
CPFL Renováveis	BBM / NP (a)	62.000	62.000	61.833	Único	Capital de Giro
CPFL Renováveis	CCB (a)	11.000	11.000	10.794	Único	Capital de Giro
CPFL Renováveis	CCB (a)	14.000	14.000	13.737	Único	Capital de Giro
CPFL Renováveis	CCB (a)	1.000	1.000	981	Único	Capital de Giro
CPFL Renováveis	CCB (a)	44.000	44.000	44.000	Único	Capital de Giro
CPFL Renováveis	CCB (a)	2.752	2.752	2.700	Único	Capital de Giro
		<b>1.254.887</b>	<b>347.437</b>	<b>342.811</b>		
<b>Moeda Estrangeira:</b>						
CPFL Brasil	Lei 4131 - Scotiabank	400.000	400.000	400.000	Semestral	Capital de Giro
RGE	Lei 4131 - Bank of Tokyo-Mitsubishi	169.260	169.260	169.260	Trimestral	Capital de Giro
		<b>569.260</b>	<b>569.260</b>	<b>569.260</b>		
		<b>1.824.147</b>	<b>916.697</b>	<b>912.071</b>		

(a) Não há cláusulas restritivas financeiras.

## Pré-pagamento

**CPFL Paulista** - Em 2017, foram liquidados antecipadamente R\$ 1.093.611 dos empréstimos com os bancos J.P.Morgan, Banco do Brasil, Banco Safra, HSBC e BNP Paribas, cujos vencimentos originais eram de dezembro de 2017 a julho de 2018.

**CPFL Piratininga** - Em 2017, foram liquidados antecipadamente R\$ 68.952 dos empréstimos com o Banco do Brasil, cujos vencimentos originais eram de julho de 2017 e julho de 2018.

**RGE** - Em 2017, foram liquidados antecipadamente R\$ 200.672 dos empréstimos com o banco J.P.Morgan, cujos vencimentos originais eram de fevereiro de 2018.

## Condições restritivas

### (i) BNDES:

Os financiamentos junto ao BNDES restringem as controladas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE e CPFL Telecom: (i) a somente realizarem o pagamento de Dividendo e Juros sobre Capital Próprio, cujo somatório exceda o dividendo mínimo obrigatório previsto em lei após o cumprimento de todas as obrigações contratuais; (ii) ao atendimento integral das obrigações restritivas estabelecidas no contrato; e (iii) à manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos apurados anualmente, como segue:

### CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE

Manutenção, pelas controladas, dos seguintes índices:

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

Para as dívidas com o BNDES relacionadas ao FINEM destas controladas, em 2017 foram aditivados os respectivos contratos com a inclusão de novos covenants financeiros, adicionais aos anteriormente citados, que devem ser apurados anualmente nas demonstrações financeiras consolidadas de suas controladoras:

- (i) Manutenção, pela CPFL Energia, dos seguintes índices:
  - Dívida líquida dividida pelo EBITDA - valor máximo de 3,75;
  - Patrimônio líquido / (patrimônio líquido + dívidas bancárias líquidas) superior a 0,28.
- (ii) Manutenção, pela State Grid Brazil Power (SGBP), dos seguintes índices:
  - Patrimônio líquido / Ativo Total superior a 0,30 (desconsiderando os efeitos do IFRIC 12 / OCPC 01 (R1)).

**CPFL Renováveis (apurados na controlada indireta CPFL Renováveis e suas controladas, exceto quando mencionado em cada item específico):**

#### FINEM I

- Manutenção de índice de cobertura do serviço da dívida "ICSD" (Saldo de caixa do ano anterior + geração de caixa do ano corrente) / Serviço da dívida do ano corrente em 1,2 vezes.
- Manutenção de Índice de Capitalização Própria maior ou igual a 25%.

Em 31 de dezembro de 2016 não foi atendido o ICSD referente ao segundo semestre de 2016 e o montante total das dívidas de R\$ 87.375 foi classificado no passivo circulante, sem declaração de vencimento antecipado. Após 31 de dezembro de 2016, as Companhias obtiveram do BNDES a dispensa para apuração do ICSD referente ao segundo semestre de 2016, desta forma o saldo foi reclassificado para o passivo não circulante em janeiro de 2017. O descumprimento do referido covenant também não provocou o vencimento antecipado das demais dívidas que possuem condições específicas de cross default.

Em dezembro de 2017 a controlada obteve do BNDES a não declaração de vencimento antecipado na hipótese de não cumprimento do ICSD nas demonstrações financeiras consolidadas da PCH Holding.

#### FINEM II e FINEM XVIII

- Restrição à distribuição de dividendo caso não sejam atingidos ICSD maior ou igual a 1,0 e Índice de Endividamento Geral menor ou igual a 0,8.

#### FINEM III

- Manutenção de patrimônio líquido/(patrimônio líquido + dívidas bancárias líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de índice de dívida bancária líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.
- Manutenção do índice patrimônio líquido/ativo total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

#### FINEM V

- Manutenção de índice de cobertura da dívida em 1,2 vezes;
- Manutenção de índice de capitalização própria igual ou superior a 30%.

#### FINEM VI

- Manutenção de ICSD igual ou superior a 1,2 vezes;
- Manutenção de Índice de Capitalização Própria igual ou superior a 25%;
- Manutenção de patrimônio líquido/(patrimônio líquido + dívidas bancárias líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

#### FINEM VII, FINEM X e FINEM XXIII

- Manutenção anual de índice de cobertura da dívida em 1,2 vezes;

- Distribuição de dividendo limitada ao índice Exigível Total dividido pelo Patrimônio Líquido ex-Dividendo menor que 2,33.

#### FINEM IX, FINEM XIII e FINEM XXV

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,3;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

#### FINEM XXVI

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,3 nas controladas beneficiárias do contrato;
- Manutenção anual do ICSD maior ou igual a 1,3, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da controlada Turbina 16;
- Caso o ICSD seja apurado em valor igual ou maior a 1,3, as beneficiárias estarão dispensadas da obrigação de manutenção do ICSD das beneficiárias.
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

Em dezembro de 2017 a controlada obteve do BNDES a não declaração de vencimento antecipado na hipótese de não cumprimento do ICSD nas demonstrações financeiras consolidadas da Turbina 16.

#### FINEM XI, FINEM XXIV, FINEM XV e FINEM XVI

- Manutenção de índice de dívida bancária líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

#### FINEM XII

- Manutenção anual do ICSD das controladas indiretas Campo dos Ventos II Energias Renováveis S.A., SPE Macacos Energia S.A., SPE Costa Branca Energia S.A., SPE Juremas Energia S.A. e SPE Pedra Preta Energia S.A. maior ou igual a 1,3, após o início de amortização;
- Manutenção anual do ICSD consolidado maior ou igual a 1,3 apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da Eólica Holding S.A., após o início de amortização;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia.
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

#### FINEM XVII

- Manutenção anual do ICSD igual ou maior a 1,2;
- Manutenção anual do ICSD consolidado maior ou igual a 1,3, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da Desa Eólicas;
- Caso o ICSD consolidado seja apurado em valor igual ou maior a 1,3, as beneficiárias estarão dispensadas da obrigação de manutenção do ICSD.

#### FINEM XIX e FINEM XX

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,2;
- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 4,6 em 2016 e 3,75 de 2017 em diante e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;

- Manutenção de Índice de Patrimônio Líquido/ (Patrimônio Líquido + Dívidas Líquidas) maior ou igual a 0,41 nos anos de 2014 a 2016 e 0,45 em 2017 e em diante, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

Em dezembro de 2016 a controlada obteve do BNDES a anuência para dispensa do cumprimento do índice Dívida Líquida/EBITDA sem que fosse declarado o vencimento antecipado da dívida, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016.

Em dezembro de 2017 a controlada obteve do BNDES a não declaração de vencimento antecipado na hipótese de não cumprimento do ICSD nas demonstrações financeiras consolidadas da Bio Alvorada e a anuência para dispensa do cumprimento do índice Dívida Líquida/EBITDA e Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívida Líquida).

#### FINEM XXI e FINEM XXII

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,2;
- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 4,6 em 2016 e 3,75 de 2017 em diante e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;
- Manutenção de Índice de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Líquidas) maior ou igual a 0,41 nos anos de 2013 a 2016 e 0,45 em 2017 e em diante, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

Em dezembro de 2016 e 2017 a Companhia obteve do BNDES a anuência para dispensa do cumprimento do índice Dívida Líquida/EBITDA sem que seja declarado o vencimento antecipado da dívida, referente aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 2017.

#### FINEM XXVII

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,2;
- Índice de Capitalização Própria (ICP), definido como a razão entre o Patrimônio Líquido e o Ativo Total, maior ou igual a 39,5%;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

Em dezembro de 2017 a controlada obteve do BNDES a não declaração de vencimento antecipado na hipótese de não cumprimento do ICSD nas demonstrações financeiras consolidadas da Mata Velha.

#### FINEM XXVIII

- Manutenção de ICSD maior ou igual a 1,2;
- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 4,6 em 2016 e 3,75 em 2017 em diante e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis,;

- Manutenção de Índice de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Líquidas) maior ou igual a 0,41 nos anos de 2013 a 2016 e 0,45 em 2017 e em diante, apurado nas demonstrações financeiras consolidadas da CPFL Renováveis;
- Manutenção de Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívidas Bancárias Líquidas) superior a 0,28 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção de Índice de Dívida Bancária Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,75 e apurado nas demonstrações financeiras consolidadas anuais da Companhia;
- Manutenção do Índice Patrimônio Líquido/Ativo Total superior a 0,3 e apurado anualmente com base nas demonstrações financeiras consolidadas da State Grid Brazil Power.

Em dezembro de 2017 a Companhia obteve do BNDES a não declaração de vencimento antecipado na hipótese de não cumprimento do ICSD nas demonstrações financeiras consolidadas da Bio Coopcana e Bio Alvorada e a anuência para dispensa do cumprimento do índice Dívida Líquida/EBITDA e Patrimônio Líquido/(Patrimônio Líquido + Dívida Líquida).

#### Bradesco

- Obrigação de manter a relação entre Dívida Líquida/EBITDA inferior a 3,50 apurado semestralmente baseado nas demonstrações financeiras semestrais, consolidando os resultados da T-15 Energia S.A. com o das SPEs, sendo que no caso da PCH Participações S.A. há consolidação proporcional à participação da T-15 na PCH Participações.

#### NIB

- Manutenção semestral de ICSD em 1,3;
- Manutenção do Coeficiente de Endividamento igual ou inferior a 70%;
- Manutenção de Índice de Cobertura da Duração do Financiamento maior ou igual a 1,7.

#### **(ii) Captações em moeda estrangeira - Bank of America Merrill Lynch, J.P Morgan, Citibank, Scotiabank, Banco de Tokyo-Mitsubishi, Santander, Sumitomo, Mizuho, HSBC, BNP Paribas e operação sindicalizada (Lei 4.131)**

As captações em moeda estrangeira realizadas através da Lei 4.131 estão sujeitas a certas condições restritivas, contemplando cláusulas que requerem da Companhia 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, na Companhia, para fins de apuração de covenants, leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária direta ou indiretamente detida pela Companhia naquelas empresas (tanto para EBITDA como ativos e passivos).

Diversos empréstimos e financiamentos das controladas diretas e indiretas estavam sujeitos à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da Companhia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas, Camargo Corrêa e Previ permanecesse de forma direta ou indiretamente no bloco de controle da Companhia. Em função da mudança do controle acionário da Companhia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores do Grupo, 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 do Grupo monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. No entendimento da Administração do Grupo, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas, exceto pelo mencionado anteriormente sobre a controlada indireta CPFL Renováveis, em 31 de dezembro de 2017.

## **( 17 ) DEBÊNTURES**

	Consolidado					Saldo em 31/12/2017
	Saldo em 31/12/2016	Captação	Amortização principal	Encargos e atualização monetária	Encargos pagos	
Debentures	9.067.520	2.486.000	(2.231.451)	913.313	(981.986)	9.253.396
Gastos com emissão	(67.575)	(33.371)	-	24.076	-	(76.870)
<b>Total</b>	<b>8.999.945</b>	<b>2.452.629</b>	<b>(2.231.451)</b>	<b>937.389</b>	<b>(981.986)</b>	<b>9.176.526</b>

		Consolidado							
		31/12/2017			31/12/2016				
		Encargos circulante e não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Encargos circulante e não circulante	Circulante	Não circulante	Total
<b>CPFL Paulista</b>									
6ª Emissão	Série única	-	-	-	-	47.079	198.000	462.000	707.079
7ª Emissão	Série única	17.134	126.250	378.750	522.134	28.913	-	505.000	533.913
8ª Emissão	1ª Série	1.669	-	215.310	216.980	-	-	-	-
8ª Emissão	2ª Série	2.925	-	358.224	361.149	-	-	-	-
8ª Emissão	3ª Série	1.161	-	131.397	132.558	-	-	-	-
		<b>22.890</b>	<b>126.250</b>	<b>1.083.681</b>	<b>1.232.821</b>	<b>75.992</b>	<b>198.000</b>	<b>967.000</b>	<b>1.240.992</b>
<b>CPFL Piratininga</b>									
6ª Emissão	Série única	1.950	-	44.000	45.950	7.846	33.000	77.000	117.846
7ª Emissão	Série única	7.973	58.750	176.250	242.973	13.455	-	235.000	248.455
8ª Emissão	2ª Série	7.669	-	246.000	253.669	-	-	-	-
8ª Emissão	1ª Série	1.174	-	61.125	62.299	-	-	-	-
		<b>18.766</b>	<b>58.750</b>	<b>527.375</b>	<b>604.891</b>	<b>21.301</b>	<b>33.000</b>	<b>312.000</b>	<b>366.301</b>
<b>RGE</b>									
6ª Emissão	Série única	8.864	-	200.000	208.864	36.666	150.000	360.000	535.666
7ª Emissão	Série única	5.768	42.500	127.500	175.768	9.733	-	170.000	179.733
8ª Emissão	2ª Série	7.812	-	250.000	257.812	-	-	-	-
8ª Emissão	1ª Série	2.573	-	132.573	135.146	-	-	-	-
		<b>25.017</b>	<b>42.500</b>	<b>710.073</b>	<b>777.590</b>	<b>45.399</b>	<b>150.000</b>	<b>520.000</b>	<b>715.399</b>
<b>Companhia Luz e Força Santa Cruz</b>									
1ª Emissão	Série única	-	-	-	-	550	32.500	32.500	66.550
<b>Companhia Jaguarí de Energia (CPFL Santa Cruz)</b>									
1ª Emissão	Série única	135	32.500	-	32.635	-	-	-	-
<b>RGE Sul</b>									
4ª Emissão	Série Única	16.662	-	1.100.000	1.116.662	32.058	-	1.100.000	1.132.058
6ª Emissão	Série Única	312	-	220.000	220.312	-	-	-	-
		<b>16.974</b>	<b>-</b>	<b>1.320.000</b>	<b>1.336.974</b>	<b>32.058</b>	<b>-</b>	<b>1.100.000</b>	<b>1.132.058</b>
<b>CPFL Brasil</b>									
3ª Emissão	Série única	6.059	-	400.000	406.059	11.657	-	400.000	411.657
<b>CPFL Geração</b>									
5ª Emissão	Série Única	3.366	546.000	-	549.366	12.969	546.000	546.000	1.104.969
6ª Emissão	Série única	13.671	153.318	306.682	473.671	23.228	-	460.000	483.228
7ª Emissão	Série única	8.978	-	635.000	643.978	16.379	-	635.000	651.379
8ª Emissão	Série única	3.401	-	87.905	91.306	3.369	-	85.520	88.889
9ª Emissão	Série única	560	-	51.672	52.221	524	-	50.278	50.802
		<b>29.966</b>	<b>699.318</b>	<b>1.081.259</b>	<b>1.810.543</b>	<b>56.470</b>	<b>546.000</b>	<b>1.776.798</b>	<b>2.379.268</b>
<b>CPFL Energia</b>									
5ª Emissão	Série Única	2.817	-	186.000	188.817	18.069	-	620.000	638.069
<b>CPFL Renováveis</b>									
1ª Emissão - SIF (*)	1ª a 12ª Série	762	44.968	449.678	495.408	762	41.938	461.314	504.014
1ª Emissão - PCH Holding 2	Série Única	260	8.701	123.391	132.352	644	8.700	132.091	141.435
1ª Emissão - Dobrevé	Série Única	-	-	-	-	425	17.500	-	17.925
2ª Emissão - Dobrevé	Série Única	39.857	43.329	21.671	104.857	29.153	-	65.000	94.153
1ª Emissão - Pedra Cheirosa I	Série Única	1.617	64.653	-	66.270	6.675	52.200	-	58.875
1ª Emissão - Pedra Cheirosa II	Série Única	1.481	59.203	-	60.684	6.114	47.800	-	53.914
1ª Emissão - Boa Vista II	Série Única	-	-	-	-	6.395	50.000	-	56.395
1ª Emissão - Renováveis	Série Única	2.970	64.500	258.000	325.470	6.160	43.000	322.500	371.660
2ª Emissão - Renováveis	Série Única	5.531	60.000	210.000	275.531	11.486	30.000	270.000	311.486
3ª Emissão - Renováveis	Série Única	2.169	98.657	197.343	298.169	4.444	-	296.000	300.444
4ª Emissão - Renováveis	Primeira Série	4.534	-	200.000	204.534	7.925	-	200.000	207.925
5ª Emissão - Renováveis	Série Única	9.716	12.000	88.000	109.716	-	-	-	-
7ª Emissão - Renováveis	Série Única	6.244	-	253.529	259.773	-	-	-	-
		<b>75.141</b>	<b>456.011</b>	<b>1.801.612</b>	<b>2.332.764</b>	<b>80.183</b>	<b>291.138</b>	<b>1.746.905</b>	<b>2.118.226</b>
<b>CERAN</b>									
1ª Emissão	1ª Série	181	106.000	212.000	318.181	-	-	-	-
1ª Emissão	2ª Série	121	-	212.000	212.121	-	-	-	-
		<b>302</b>	<b>106.000</b>	<b>424.000</b>	<b>530.302</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Gastos com emissão (**)</b>		<b>(7.580)</b>	<b>(8.745)</b>	<b>(60.546)</b>	<b>(76.870)</b>	<b>(7.346)</b>	<b>(8.545)</b>	<b>(51.684)</b>	<b>(67.575)</b>
		<b>190.489</b>	<b>1.512.584</b>	<b>7.473.454</b>	<b>9.176.526</b>	<b>334.333</b>	<b>1.242.092</b>	<b>7.423.518</b>	<b>8.999.945</b>

		Quantidade em circulação	Remuneração anual	Taxa efetiva a.a.	Condições de amortização	Garantias
<b>CPFL Paulista</b>						
6ª Emissão	Série única	660	CDI + 0,8%	CDI + 0,87%	03 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Fiança da CPFL Energia
7ª Emissão	Série única	50.500	CDI + 0,83% (3)	CDI + 0,89%	04 Parcelas anuais a partir de fevereiro de 2018	Fiança da CPFL Energia
8ª Emissão	1ª Série	213.804	IPCA + 4,42%	IPCA + 4,42%	Parcela única em setembro 2022	Fiança da CPFL Energia
8ª Emissão	2ª Série	355.718	IPCA + 4,66%	IPCA + 4,66%	02 Parcelas anuais a partir de setembro de 2023	Fiança da CPFL Energia
8ª Emissão	3ª Série	130.478	IPCA + 5,05%	IPCA + 5,05%	03 Parcelas anuais a partir de setembro de 2025	Fiança da CPFL Energia
<b>CPFL Piratininga</b>						
6ª Emissão	Série única	110	CDI + 0,8%	CDI + 0,91%	03 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Fiança da CPFL Energia
7ª Emissão	Série única	23.500	CDI + 0,83% (2)	CDI + 0,89%	04 Parcelas anuais a partir de fevereiro de 2018	Fiança da CPFL Energia
8ª Emissão	2ª Série	246.000	109,5% CDI	109,5% CDI	02 Parcelas anuais a partir de fevereiro 2021	Fiança da CPFL Energia
8ª Emissão	1ª Série	60.000	IPCA + 5,2901%	IPCA + 5,2901%	02 Parcelas anuais a partir de fevereiro 2023	Fiança da CPFL Energia
<b>RGE</b>						
6ª Emissão	Série única	500	CDI + 0,8%	CDI + 0,88%	03 Parcelas anuais a partir de julho de 2017	Fiança da CPFL Energia
7ª Emissão	Série única	17.000	CDI + 0,83% (3)	CDI + 0,89%	04 Parcelas anuais a partir de fevereiro de 2018	Fiança da CPFL Energia
8ª Emissão	2ª Série	250.000	111,25% CDI	111,25% CDI	02 Parcelas anuais a partir de fevereiro 2021	Fiança da CPFL Energia
8ª Emissão	1ª Série	130.000	IPCA+ 5,3473%	IPCA+ 5,3473%	02 Parcelas anuais a partir de fevereiro 2023	Fiança da CPFL Energia
<b>Companhia Luz e Força Santa Cruz</b>						
1ª Emissão	Série única	660	CDI + 1,4%	CDI + 1,52%	02 Parcelas anuais a partir de junho de 2017	Fiança da CPFL Energia
<b>Companhia Jaguarí de Energia (CPFL Santa Cruz)</b>						
1ª Emissão	Série única	660	CDI + 1,4%	CDI + 1,52%	02 Parcelas anuais a partir de junho de 2017	Fiança da CPFL Energia
<b>RGE Sul</b>						
4ª Emissão	Série Única	110.000	114,5% CDI	114,5% do CDI	02 Parcelas anuais a partir de outubro de 2019	Fiança da CPFL Energia
8ª Emissão	Série Única	520.000	CDI + 0,48%	CDI + 0,48%	Parcela única em dezembro de 2020	Fiança da CPFL Energia
<b>CPFL Brasil</b>						
3ª Emissão	Série única	40.000	114,5% CDI	114,5% do CDI	02 Parcelas anuais a partir de outubro de 2019	Aval CPFL Energia
<b>CPFL Geração</b>						
5ª Emissão	Série Única	10.920	CDI + 1,4%	CDI + 1,48%	02 Parcelas anuais a partir de junho de 2017	Fiança da CPFL Energia
6ª Emissão	Série única	46.000	CDI + 0,75% (1)	CDI + 0,75%	03 Parcelas anuais a partir de agosto de 2018	Fiança da CPFL Energia
7ª Emissão	Série única	63.500	CDI + 1,06%	CDI + 1,11%	Parcela única em abril de 2019	Fiança da CPFL Energia
8ª Emissão	Série única	1	IPCA + 5,86% (1)	103,33% do CDI	Parcela única em abril de 2019	Fiança da CPFL Energia
9ª Emissão	Série única	50.000	IPCA+ 5,4764%	IPCA+ 5,4764%	Parcela única em outubro de 2021	Fiança da CPFL Energia
<b>CPFL Energia</b>						
5ª Emissão	Série Única	62.500	114,5% CDI	114,5% do CDI	02 Parcelas anuais a partir de outubro de 2019	Sem Garantia
<b>CPFL Renováveis</b>						
1ª Emissão - SIF (*)	1ª e 12ª Série	432.299.666	TJLP + 1%	TJLP + 3,48%	39 parcelas semestrais e consecutivas a partir de 2009	Alienação Fiduciária
1ª Emissão - PCH Holding 2	Série Única	1.581	CDI + 1,6%	CDI + 2,6%	5 parcelas pagas anualmente de 2015 a 2023	Fiança da CPFL Renováveis
1ª Emissão - Dobrevé	Série Única	20	CDI + 1,75%	CDI + 1,75%	3 parcelas pagas semestralmente a partir de maio 2016	Quirografia
2ª Emissão - Dobrevé	Série Única	65	CDI + 1,34%	CDI + 3,03%	3 parcelas pagas semestralmente a partir de abril 2018	Quirografia
1ª Emissão - Pedra Queirosa I	Série Única	5.220	CDI + 1,90%	CDI + 4,74%	Parcela única em março 2018	Fiança CPFL Renováveis
1ª Emissão - Pedra Queirosa II	Série Única	4.780	CDI + 1,90%	CDI + 4,76%	Parcela única em março 2018	Fiança CPFL Renováveis
1ª Emissão - Boa Vista II	Série Única	5.000	CDI + 2,85%	CDI + 2,85%	Parcela única em setembro 2017	Fiança CPFL Renováveis
1ª Emissão - Renováveis	Série Única	43.000	CDI + 1,7%	CDI + 2,66%	9 parcelas pagas anualmente a partir de maio de 2015	Cessão Fiduciária dos dividendos da BVP e PCH Holding
2ª Emissão - Renováveis	Série Única	300.000	114% do CDI	129,39% CDI	5 parcelas pagas anualmente a partir de 2017	Quirografia
3ª Emissão - Renováveis	Série Única	29.600	117,25% CDI	135,94% CDI	3 parcelas pagas semestralmente a partir de abril 2018	Quirografia
4ª Emissão - Renováveis	Primeira Série	20.000	126% CDI	140,16% CDI	3 parcelas anuais a partir de setembro de 2019	Aval CPFL Energia
5ª Emissão - Renováveis	Série Única	100.000.000	129,5% CDI	144,46% CDI	Parcelas semestrais a partir de junho de 2018	Cessão fiduciária de 50% de quotas e de créditos dos contratos de PPA da Ludesa. Fiança Dobrevé.
7ª Emissão - Renováveis	Série Única	250.000	IPCA + 5,62%	IPCA + 6,14%	Parcela única no final do contrato	Fiança da CPFL Energia
<b>CERAN</b>						
1ª Emissão	1ª Série	318.000	107,75% CDI	109,82% CDI	03 Parcelas anuais a partir de dezembro de 2018	Sem Garantia
1ª Emissão	2ª Série	212.000	107,75% CDI	109,82% CDI	02 Parcelas anuais a partir de dezembro de 2021	Sem Garantia

#### Gastos com emissão (\*\*)

As contratuadas possuem swap convertendo o componente pré-fixado dos juros da operação para variação de taxa de juros em reais, correspondente a:

(1) 100,15% a 106,9% do CDI

(2) 107% a 107,9% do CDI

(3) 108% a 108,1% do CDI

(\*) Estas debêntures podem ser conversíveis em ações e, portanto, são consideradas no cálculo do efeito dilutivo para o lucro por ação (nota 24)

(\*\*) Conforme CPC 08/IAS 39 referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis à emissão das respectivas dívidas.

O saldo de principal de debêntures registrado no passivo não circulante tem seus vencimentos assim programados:

<u>Ano de vencimento</u>	<u>Consolidado</u>
2019	2.549.412
2020	1.907.240
2021	1.061.702
2022	975.082
2023	423.730
2024 a 2028	556.288
<b>Total</b>	<b><u>7.473.454</u></b>

### Principais adições no exercício

<u>Empresa</u>	<u>Emissão</u>	<u>Quantidade emitida</u>	<u>Montantes R\$ mil</u>		<u>Pagamento de juros</u>	<u>Destinação dos recursos</u>
			<u>Liberado em 2017</u>	<u>Liberado líquido dos gastos de emissão</u>		
CPFL Piratininga	8ª emissão	306.000	306.000	303.437	Semestral	Plano de investimentos, refinanciamento de dívidas e reforço de capital de giro da controlada
RGE	8ª emissão	380.000	380.000	376.605	Semestral	Plano de investimentos, refinanciamento de dívidas e reforço de capital de giro da controlada
CPFL Paulista	8ª emissão	700.000	700.000	685.463	Semestral	Plano de investimentos, refinanciamento de dívidas e reforço de capital de giro da controlada
RGE Sul	6ª emissão	520.000	220.000	219.887	Semestral	Plano de investimentos, refinanciamento de dívidas e reforço de capital de giro da controlada
CPFL Renováveis - controladora (a)	5ª emissão	100.000.000	100.000	97.072	Semestral	Plano de investimentos da controlada
CPFL Renováveis - controladora (a)	7ª emissão	250.000	250.000	243.472	Semestral	Plano de investimentos da controlada
CERAN	1ª emissão	530.000	530.000	527.708	Semestral	Transferência de recursos aos acionistas
			<u>2.486.000</u>	<u>2.453.644</u>		

(a) Não há cláusulas restritivas financeiras

### Pré-pagamento

**6ª emissão de debêntures - CPFL Paulista, CPFL Piratininga e RGE** – Em 2017, foram liquidados R\$ 1.060.538 da 6ª emissão de debêntures das controladas CPFL Paulista (R\$ 681.279), CPFL Piratininga (R\$ 67.610) e RGE (R\$ 311.649), cujos vencimentos originais eram julho de 2017 a julho de 2019.

**5ª emissão de debêntures - CPFL Energia** – Em 2017, foram liquidados R\$ 460.194 da 5ª emissão de debêntures da Companhia, cujos vencimentos originais eram outubro de 2019 e 2020.

### CONDIÇÕES RESTRITIVAS

As debêntures estão sujeitas a certas condições restritivas que contemplam cláusulas que requerem da Companhia e de suas controladas a manutenção de determinados índices financeiros em parâmetros pré-estabelecidos. Adicionalmente, os referidos contratos de debêntures contêm cláusulas restritivas não financeiras, as quais estão atendidas conforme o último período de apuração.

## **CPFL Energia, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, RGE Sul, CPFL Geração, CPFL Brasil e Companhia Jaguari de Energia (“CPFL Santa Cruz”)**

Manutenção, pela Companhia, dos seguintes índices:

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

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

### **CPFL Renováveis**

As emissões de debêntures vigentes no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 contemplam cláusulas que requerem da controlada CPFL Renováveis a manutenção dos seguintes índices financeiros:

#### **1ª emissão - CPFL Renováveis:**

- ICSD operacional maior ou igual a 1,00;
- ICSD maior ou igual a 1,05;
- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA menor ou igual 5,4 em 2016, 4,6 em 2017, 4,0 em 2018 e 2019 e 3,75 a partir de 2020;
- EBITDA dividido pela despesa financeira líquida maior ou igual a 1,75

Em 31 dezembro de 2017 a controlada obteve anuência dos debenturistas para o não cumprimento dos seguintes indicadores:

- (i) ICSD Operacional referente a apuração de junho de 2017, por meio de Assembleia Geral de Debenturistas, realizada em 28 de junho de 2017;
- (ii) ICSD referente a apuração de dezembro de 2017, por meio de Assembleia Geral de Debenturistas, realizada em 28 de junho de 2017.

#### **2ª e 3ª emissão - CPFL Renováveis**

- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA menor ou igual a 5,6 em 2015, 5,4 em 2016, 4,6 em 2017, 4,0 em 2018 e 2019 e 3,75 a partir de 2020.

#### **4ª emissão – CPFL Renováveis**

- Manutenção de Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA inferior ou igual a 5,4 para 2016, 4,6 para 2017 e 4,0 a partir de 2018.

#### **7ª Emissão – CPFL Renováveis**

- Manutenção de Índice de Dívida Líquida/EBITDA verificado ao final de cada semestre inferior ou igual a 3,75, apurado pela Companhia;
- Manutenção de EBITDA/Resultado Financeiro verificado ao final de cada semestre superior ou igual a 2,25, apurado pela Companhia.

#### **1ª emissão - controlada indireta PCH Holding 2**

- ICSD da controlada Santa Luzia maior ou igual a 1,2 a partir de setembro de 2014;
- Índice de Dívida Líquida dividido pelo EBITDA inferior ou igual a 5,4 em 2016, 4,6 em 2017, 4,0 em 2018 e 2019 e 3,75 a partir de 2020.

#### **2ª emissão – Dobrevê Energia S/A (DESA)**

- Índice de Dívida Líquida dividido pelo Dividendo Recebido menor ou igual a 4,0 em 2016, 3,5 em 2017 e 3,5 em 2018.

## **CERAN**

- Dívida Financeira Líquida / EBITDA menor ou igual a 3,0, apurado semestralmente.

Diversas debêntures das controladas diretas e indiretas e empreendimentos controlados em conjunto estavam sujeitas à antecipação de seus vencimentos na ocorrência de quaisquer alterações na estrutura societária da Companhia, exceto se ao menos um dos seguintes acionistas, Camargo Corrêa e Previ permanecesse de forma direta ou indiretamente no bloco de controle da Companhia.

Em função da mudança do controle acionário da Companhia, efetivada em janeiro de 2017, foi negociado previamente com os credores do Grupo e 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 acima pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (cross default), dependendo de cada contrato.

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

## **( 18 ) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA**

As controladas mantêm Planos de Suplementação de Aposentadoria e Pensões para seus empregados com as seguintes características:

### **18.1 Características**

#### **CPFL Paulista**

Atualmente vigora, para os funcionários da controlada CPFL Paulista através da Fundação CESP um Plano de Benefício Misto, com as seguintes características:

- (i) Plano de Benefício Definido (“BD”) - vigente até 31 de outubro de 1997 - plano de benefício saldado que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado (“BSPS”), na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos em data anterior a 31 de outubro de 1997, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da controlada.
- (ii) Adoção de um modelo misto, a partir de 1º de novembro de 1997, que contempla:
  - Os benefícios de risco (invalidez e morte) no conceito de benefício definido, em que a responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da controlada, e
  - As aposentadorias programáveis, no conceito de contribuição variável que consiste em um plano previdenciário que, até a concessão da renda, é do tipo contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a controlada. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível ou não em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo benefício definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial para a controlada.

Adicionalmente, para os gestores da controlada há possibilidade de opção por um Plano Gerador de Benefício Livre - PGBL (Contribuição Definida), mantido através do Banco do Brasil ou Bradesco.

#### **CPFL Piratininga**

A controlada CPFL Piratininga, no contexto do processo de cisão da Bandeirante Energia S.A. (empresa predecessora da controlada), assumiu a responsabilidade pelas obrigações atuariais correspondentes aos empregados aposentados e desligados daquela empresa até a data da efetivação da cisão, assim como pelas obrigações correspondentes aos empregados ativos que lhe foram transferidos.

Em 2 de abril de 1998, a Secretaria de Previdência Complementar - "SPC", aprovou a reestruturação do plano previdenciário mantido anteriormente pela Bandeirante, dando origem a um "Plano de Benefícios Suplementar Proporcional Saldado - BSPS", e um "Plano de Benefícios Misto", com as seguintes características:

- (i) Plano de Benefício Definido ("BD") - vigente até 31 de março de 1998 - plano de benefício salgado, que concede um Benefício Suplementar Proporcional Saldado ("BSPS") na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço passado. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é da controlada.
- (ii) Plano de Benefício Definido - vigente após 31 de março de 1998 - plano do tipo BD, que concede renda vitalícia reversível em pensão relativamente ao tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998 na base de 70% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade. No caso de morte em atividade e entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço. A responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse Plano é paritária entre a controlada e os participantes.
- (iii) Plano de Contribuição Variável - implantado junto com o Plano BD vigente após 31 de março de 1998, é um plano previdenciário que, até a concessão da renda, é do tipo contribuição definida, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a controlada. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível ou não em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo benefício definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial para a controlada.

Adicionalmente, para os gestores da controlada há possibilidade de opção por um Plano Gerador de Benefício Livre - PGBL (contribuição definida), mantido através do Banco do Brasil ou Bradesco.

## **RGE**

Plano do tipo benefício definido com nível de benefício igual a 100% da média corrigida dos últimos salários, descontado o benefício presumido da Previdência Social, com um Ativo Líquido Segregado administrado pela Fundação CEEE. Este benefício é de direito somente para os empregados que tiveram os contratos de trabalho sub-rogados da CEEE para RGE. Para os colaboradores admitidos a partir de 1997, foi implantado em janeiro de 2006, o plano de previdência privada junto ao Bradesco Vida e Previdência, estruturado na modalidade de contribuição definida.

## **RGE Sul**

Planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários, administrados pela Fundação CEEE. O Plano Único é do tipo "benefício definido" e encontra-se fechado à adesão de novos participantes desde fevereiro de 2011. A contribuição da Companhia é paritária à contribuição dos empregados beneficiados, na proporção de um para um, inclusive no que diz respeito ao plano de custeio administrativo da Fundação. Atualmente, o plano da Itauprev está vigente, estruturado na modalidade de contribuição definida.

## **Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz")**

Até 31 de dezembro de 2017 as controladas Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa possuíam plano de previdência privada denominado CMSPREV, administrado pela IHPREV Fundo de Pensão e a controlada Companhia Luz e Força Santa Cruz possuía o plano de benefícios administrado pelo BB Previdência - Fundo de Pensão do Banco do Brasil, ambos majoritariamente estruturados na modalidade de contribuição definida.

Após 31 de dezembro de 2017, com o evento do agrupamento conforme nota explicativa 12.6.2, o plano oficial da empresa é o CMSPREV, administrado pela IHPREV Fundo de Pensão. Aos empregados que possuíam o plano de benefícios administrado pelo BB Previdência - Fundo de Pensão do Banco do Brasil, manteve-se o mesmo plano.

## CPFL Geração

Os funcionários da controlada CPFL Geração participam do mesmo plano da CPFL Paulista. Para os gestores há possibilidade de opção por um Plano Gerador de Benefício Livre - PGBL (contribuição definida), mantido através do Banco do Brasil ou Bradesco.

### 18.2 Movimentações dos planos de benefício definido

	31/12/2017					
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	RGE Sul	Total
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	4.615.061	1.247.462	110.801	365.924	524.293	6.863.541
Valor justo dos ativos do plano	(3.925.061)	(1.105.738)	(94.378)	(387.322)	(446.670)	(5.959.170)
<b>Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos</b>	<b>690.000</b>	<b>141.724</b>	<b>16.424</b>	<b>(21.399)</b>	<b>77.623</b>	<b>904.369</b>
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo (asset ceiling)	-	-	-	21.399	-	21.399
<b>Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço</b>	<b>690.000</b>	<b>141.724</b>	<b>16.424</b>	<b>-</b>	<b>77.623</b>	<b>925.768</b>

	31/12/2016					
	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	RGE Sul	Total
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	4.524.008	1.202.596	108.486	352.879	480.081	6.668.050
Valor justo dos ativos do plano	(3.723.563)	(1.062.638)	(89.533)	(347.906)	(405.251)	(5.628.892)
<b>Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço</b>	<b>800.445</b>	<b>139.958</b>	<b>18.953</b>	<b>4.972</b>	<b>74.830</b>	<b>1.039.158</b>

As movimentações do valor presente das obrigações atuariais e do valor justo dos ativos do plano são como segue:

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	RGE Sul	Total Passivo
<b>Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2015</b>	<b>3.793.259</b>	<b>961.329</b>	<b>90.609</b>	<b>278.985</b>	<b>-</b>	<b>5.124.182</b>
Combinação de negócios	-	-	-	-	474.710	474.710
Custo do serviço corrente bruto	828	3.242	76	59	365	4.570
Juros sobre obrigação atuarial	467.872	121.158	11.184	35.211	8.469	643.894
Contribuições de participantes vertidas no ano	59	2.020	-	319	165	2.563
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas	-	-	-	3.602	-	3.602
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	619.803	193.652	14.909	57.793	3.613	889.770
Benefícios pagos no ano	(357.813)	(78.805)	(8.292)	(23.090)	(7.241)	(475.241)
<b>Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2016</b>	<b>4.524.008</b>	<b>1.202.596</b>	<b>108.486</b>	<b>352.879</b>	<b>480.081</b>	<b>6.668.050</b>
Custo do serviço corrente bruto	707	3.153	73	270	2.153	6.356
Juros sobre obrigação atuarial	476.613	127.561	11.431	37.395	50.927	703.927
Contribuições de participantes vertidas no ano	37	2.044	-	302	990	3.373
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas	225	328	14	326	16.490	17.383
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(6.993)	(3.586)	(372)	(45)	8.153	(2.843)
Benefícios pagos no ano	(379.536)	(84.634)	(8.831)	(25.203)	(34.501)	(532.705)
<b>Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2017</b>	<b>4.615.061</b>	<b>1.247.462</b>	<b>110.801</b>	<b>365.924</b>	<b>524.293</b>	<b>6.863.541</b>

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	RGE Sul	Total Ativo
<b>Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2015</b>	<b>(3.355.589)</b>	<b>(951.021)</b>	<b>(80.332)</b>	<b>(287.202)</b>	-	<b>(4.674.144)</b>
Combinação de negócios	-	-	-	-	(415.621)	(415.621)
Rendimento esperado no ano	(404.183)	(115.607)	(9.582)	(35.632)	(7.470)	(572.474)
Contribuições de participantes vertidas no ano	(59)	(2.020)	-	(319)	(165)	(2.563)
Contribuições de patrocinadoras	(48.263)	(13.405)	(843)	(9.441)	(1.437)	(73.389)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(273.282)	(59.390)	(7.068)	(38.403)	12.201	(365.942)
Benefícios pagos no ano	357.813	78.805	8.292	23.090	7.241	475.241
<b>Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2016</b>	<b>(3.723.563)</b>	<b>(1.062.638)</b>	<b>(89.533)</b>	<b>(347.906)</b>	<b>(405.251)</b>	<b>(5.628.892)</b>
Rendimento esperado no ano	(392.819)	(113.470)	(9.437)	(37.412)	(43.258)	(596.396)
Contribuições de participantes vertidas no ano	(37)	(2.044)	-	(302)	(990)	(3.373)
Contribuições de patrocinadoras	(50.308)	(17.296)	(753)	(7.296)	(6.169)	(81.822)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(137.870)	5.076	(3.486)	(19.610)	(25.503)	(181.393)
Benefícios pagos no ano	379.536	84.634	8.831	25.203	34.501	532.705
<b>Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2017</b>	<b>(3.925.061)</b>	<b>(1.105.738)</b>	<b>(94.378)</b>	<b>(387.322)</b>	<b>(446.670)</b>	<b>(5.959.170)</b>

### 18.3 Movimentações dos ativos e passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	RGE Sul	Total Passivo
<b>Passivo atuarial líquido em 31/12/2016</b>	<b>800.445</b>	<b>139.958</b>	<b>18.954</b>	<b>4.972</b>	<b>74.830</b>	<b>1.039.158</b>
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	84.501	17.244	2.067	253	9.822	113.887
Contribuições da patrocinadora vertidas do exercício	(50.308)	(17.296)	(753)	(7.296)	(6.169)	(81.822)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	225	328	14	326	16.490	17.383
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(6.993)	(3.586)	(372)	(45)	8.153	(2.843)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(137.870)	5.076	(3.486)	(19.610)	(25.503)	(181.393)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	-	-	-	21.399	-	21.399
<b>Passivo atuarial líquido em 31/12/2017</b>	<b>690.000</b>	<b>141.724</b>	<b>16.424</b>	-	<b>77.623</b>	<b>925.768</b>
Outras contribuições	14.436	637	158	160	-	15.391
<b>Total passivo</b>	<b>704.436</b>	<b>142.361</b>	<b>16.582</b>	<b>160</b>	<b>77.623</b>	<b>941.160</b>
Circulante						60.801
Não Circulante						880.360

	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	RGE Sul	Total Passivo
<b>Passivo atuarial líquido em 31/12/2015</b>	<b>437.670</b>	<b>10.308</b>	<b>10.277</b>	-	-	<b>458.255</b>
Combinação de Negócios	-	-	-	-	59.089	59.089
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	64.514	8.791	1.677	158	1.364	76.505
Contribuições da patrocinadora vertidas do exercício	(48.263)	(13.405)	(843)	(9.442)	(1.436)	(73.388)
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	-	-	3.602	-	3.602
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	619.803	193.652	14.909	57.793	3.613	889.770
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(273.282)	(59.390)	(7.068)	(38.403)	12.201	(365.942)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	-	-	-	(8.738)	-	(8.738)
<b>Passivo atuarial líquido em 31/12/2016</b>	<b>800.445</b>	<b>139.958</b>	<b>18.954</b>	<b>4.972</b>	<b>74.830</b>	<b>1.039.158</b>
Outras contribuições	12.914	133	8	228	-	13.284
<b>Total passivo</b>	<b>813.359</b>	<b>140.091</b>	<b>18.962</b>	<b>5.200</b>	<b>74.830</b>	<b>1.052.442</b>
Circulante						33.209
Não circulante						1.019.233

### 18.4 Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas aos planos para o exercício de 2018 estão apresentadas a seguir:

	<u>2018</u>
CPFL Paulista	86.703
CPFL Piratininga	28.792
CPFL Geração	1.826
RGE	7.495
RGE Sul	6.370
<b>Total</b>	<b><u>131.186</u></b>

Os benefícios esperados a serem pagos pelas fundações nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022 a 2027</u>	<u>Total</u>
CPFL Paulista	374.545	387.635	399.573	410.879	2.663.707	4.236.339
CPFL Piratininga	84.231	88.618	92.230	96.650	667.185	1.028.914
CPFL Geração	9.010	9.252	9.572	9.829	63.274	100.937
RGE	26.223	27.396	28.545	29.487	200.079	311.730
RGE Sul	34.547	36.367	38.047	39.680	274.712	423.353
<b>Total</b>	<b><u>528.556</u></b>	<b><u>549.268</u></b>	<b><u>567.967</u></b>	<b><u>586.525</u></b>	<b><u>3.868.957</u></b>	<b><u>6.101.273</u></b>

Em 31 de dezembro de 2017, a duração média da obrigação do benefício definido foi de 9,2 anos para a CPFL Paulista, 10,8 anos para a CPFL Piratininga, 9,4 anos para a CPFL Geração, 10,1 anos para a RGE e 11,0 anos para a RGE Sul.

### 18.5 Reconhecimento das receitas e despesas com entidade de previdência privada

A estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2018 e as despesas reconhecidas em 2017 e 2016 são como segue:

	<u>2018 estimadas</u>					<u>Total</u>
	<u>CPFL Paulista</u>	<u>CPFL Piratininga</u>	<u>CPFL Geração</u>	<u>RGE</u>	<u>RGE Sul</u>	
Custo do serviço	835	4.365	78	175	2.790	8.243
Juros sobre obrigações atuariais	421.083	114.628	10.109	33.552	48.218	627.590
Rendimento esperado dos ativos do plano	(359.588)	(102.621)	(8.634)	(35.950)	(41.166)	(547.959)
Efeito do limite a ser contabilizado	-	-	-	2.035	-	2.035
<b>Total da despesa (receita)</b>	<b><u>62.330</u></b>	<b><u>16.372</u></b>	<b><u>1.553</u></b>	<b><u>(188)</u></b>	<b><u>9.842</u></b>	<b><u>89.909</u></b>

	<u>2017 realizadas</u>					<u>Total</u>
	<u>CPFL Paulista</u>	<u>CPFL Piratininga</u>	<u>CPFL Geração</u>	<u>RGE</u>	<u>RGE Sul</u>	
Custo do serviço	707	3.153	73	270	2.153	6.356
Juros sobre obrigações atuariais	476.613	127.561	11.431	37.395	50.927	703.927
Rendimento esperado dos ativos do plano	(392.819)	(113.470)	(9.437)	(37.412)	(43.258)	(596.396)
<b>Total da despesa (receita)</b>	<b><u>84.501</u></b>	<b><u>17.244</u></b>	<b><u>2.067</u></b>	<b><u>253</u></b>	<b><u>9.822</u></b>	<b><u>113.887</u></b>

	<u>2016 realizadas</u>					<u>Total</u>
	<u>CPFL Paulista</u>	<u>CPFL Piratininga</u>	<u>CPFL Geração</u>	<u>RGE</u>	<u>RGE Sul*</u>	
Custo do serviço	828	3.242	76	59	365	4.570
Juros sobre obrigações atuariais	467.872	121.158	11.184	35.211	8.469	643.894
Rendimento esperado dos ativos do plano	(404.184)	(115.608)	(9.582)	(35.632)	(7.470)	(572.476)
Efeito do limite a ser contabilizado	-	-	-	520	-	520
<b>Total da despesa (receita)</b>	<b><u>64.514</u></b>	<b><u>8.791</u></b>	<b><u>1.677</u></b>	<b><u>158</u></b>	<b><u>1.364</u></b>	<b><u>76.505</u></b>

(\*) Despesas e receitas da RGE Sul correspondem apenas aos meses de novembro e dezembro de 2016

As principais premissas consideradas no cálculo atuarial na data do balanço foram:

	CPFL Paulista, CPFL Geração e CPFL Piratininga		RGE		RGE Sul	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	9,51% a.a.	10,99% a.a.	9,51% a.a.	10,99% a.a.	9,51% a.a.	10,99% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	9,51% a.a.	10,99% a.a.	9,51% a.a.	10,99% a.a.	9,51% a.a.	10,99% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	6,08% a.a.**	7,00% a.a.	6,13% a.a.	8,15% a.a.	6,10% a.a.	7,29% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	4,00% a.a.	5,00% a.a.	4,00% a.a.	5,00% a.a.	4,00% a.a.	5,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para a determinação das taxas nominais acima):	4,00% a.a.	5,00% a.a.	4,00% a.a.	5,00% a.a.	4,00% a.a.	5,00% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	AT-2000 (-10)	AT-2000 (-10)	BREMS sb v.2015	BREMS sb v.2015	BREMS sb v.2015	AT-2000
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light fraca	Light fraca	Light média	Light média	Light média	Light média
Taxa de rotatividade esperada:	ExpR_2012	ExpR_2012*	Nula	Nula	Nula	Nula
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	100% na primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano	100% na primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano	100% um ano após a primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano	100% um ano após a primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano	100% um ano após a primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano	100% um ano após a primeira elegibilidade a um benefício pelo Plano

\* Experiência FUNCESP, agravada em 40%.  
 \*\* Índice estimado de aumento nominal dos salários de 6,39% a.a. para a CPFL Piratininga

## 18.6 Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão do Grupo CPFL, em 31 de dezembro de 2017 e de 2016, administrados pela Fundação CESP e Fundação CEEE. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2018, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2017.

A composição dos ativos administrados pelos planos é como segue:

	Ativos administrados pela Fundação CESP				Ativos administrados pela Fundação CEEE			
	CPFL Paulista e CPFL Geração		CPFL Piratininga		RGE		RGE Sul	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<b>Renda fixa</b>	<b>77%</b>	<b>79%</b>	<b>80%</b>	<b>83%</b>	<b>79%</b>	<b>76%</b>	<b>78%</b>	<b>74%</b>
Títulos públicos federais	53%	60%	49%	56%	64%	61%	65%	60%
Títulos privados (instituições financeiras)	4%	6%	7%	10%	9%	8%	8%	8%
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	1%	1%	1%	3%	4%	3%	4%
Fundos de investimento multimercado	2%	1%	2%	1%	2%	3%	1%	3%
Outros investimentos de renda fixa	17%	12%	22%	15%	-	-	-	-
<b>Renda variável</b>	<b>15%</b>	<b>14%</b>	<b>14%</b>	<b>12%</b>	<b>18%</b>	<b>15%</b>	<b>18%</b>	<b>16%</b>
Ações da CPFL Energia	-	8%	-	6%	-	-	-	-
Fundos de investimento em ações	15%	6%	14%	7%	18%	15%	18%	16%
<b>Investimentos estruturados</b>	<b>3%</b>	<b>1%</b>	<b>3%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>8%</b>	<b>1%</b>	<b>8%</b>
Fundos de participação	-	-	-	-	1%	7%	1%	7%
Fundos imobiliários	-	-	-	-	1%	1%	1%	1%
Fundos de investimento multimercado	3%	1%	3%	1%	-	-	-	-
<b>Cotados em mercado ativo</b>	<b>94%</b>	<b>94%</b>	<b>97%</b>	<b>97%</b>	<b>98%</b>	<b>98%</b>	<b>97%</b>	<b>98%</b>
<b>Imóveis</b>	<b>3%</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>
<b>Operações com participantes</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>	<b>1%</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>
<b>Outros ativos</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	-	-	-	-	-	-
Depósitos judiciais e outros	1%	1%	-	-	-	-	-	-
<b>Não cotados em mercado ativo</b>	<b>6%</b>	<b>6%</b>	<b>3%</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>	<b>3%</b>	<b>2%</b>

Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos do plano. O valor justo das ações apresentadas na linha "Ações da CPFL Energia" nos ativos gerenciados pela Fundação CESP foi de R\$ 417.058 em 31 de dezembro de 2016.

	Meta para 2018			
	Fundação CESP		Fundação CEEE	
	CPFL Paulista e CPFL Geração	CPFL Piratininga	RGE	RGE Sul
Renda Fixa	72,80%	75,41%	80,50%	80,00%
Renda variável	18,67%	17,11%	16,00%	16,00%
Imóveis	3,18%	1,46%	0,50%	0,50%
Empréstimos e financiamentos	1,32%	1,61%	1,50%	2,00%
Investimentos estruturados	2,56%	2,70%	1,50%	1,50%
Investimentos no exterior	1,47%	1,71%	0,00%	0,00%
	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

A meta de alocação para 2018 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação CESP e Fundação CEEE, efetuada ao final de 2017 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2018, à luz de alterações na situação macroeconômica ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os mesmos devem honrar. A Fundação CESP e a Fundação CEEE realizam estudos de Asset Liability Management (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos, ou “ALM”) no mínimo uma vez ao ano, para um horizonte superior a 10 anos. O estudo de ALM representa também importante ferramenta para a gestão do risco de liquidez dos planos previdenciários, posto que considera o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis os ativos considerados líquidos.

A base utilizada para determinar as premissas do retorno geral estimado sobre os ativos é suportada por ALM. As principais premissas são projeções macroeconômicas pelas quais são obtidas as rentabilidades esperadas de longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais dos planos de benefícios. O ALM processa a alocação média ideal dos ativos do plano para o longo prazo e, baseado nesta alocação e nas premissas de rentabilidade dos ativos, é apurada a rentabilidade estimada para o longo prazo.

## 18.7 Análise de sensibilidade

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são taxa de desconto e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial, conforme CPC 33 / IFRS 19.

Abaixo temos demonstrados os efeitos no valor presente das obrigações atuariais caso a taxa de desconto fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta) e caso a tábua de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano:

	Aumento (redução)	CPFL Paulista	CPFL Piratininga	CPFL Geração	RGE	RGE Sul	Total
Taxa de desconto nominal*	-0,25 p.p.	107.820	34.637	2.652	9.433	14.800	169.342
	+0,25 p.p.	(103.527)	(33.051)	(2.542)	(9.027)	(14.103)	(162.250)
Tábua de biométrica de mortalidade**	+1 ano	(101.296)	(21.786)	(2.334)	(6.452)	(9.244)	(141.112)
	-1 ano	99.533	21.195	2.296	6.273	8.990	138.287

\* A premissa utilizada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 9,51% a.a. para todas as empresas. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 9,26% a.a. e 9,76% a.a..

\*\* A premissa utilizada no laudo atuarial para a tábua de mortalidade foi de AT-2000(-10) para CPFL Paulista, CPFL Piratininga e CPFL Geração; e BREMS sb v.2015 para RGE e RGE Sul. As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas de mortalidade.

## 18.8 Risco de investimento

Os planos de benefícios da Companhia possuem a maior parte de seus recursos aplicados no segmento de renda fixa e, dentro do segmento de renda fixa, a maior parte dos recursos encontra-se aplicado em títulos públicos federais, referenciados ao IGP-M, IPCA e SELIC, que são os índices de correção do passivo atuarial dos planos da Companhia (planos de benefício definido) representando a associação entre ativos e passivos.

Os planos de benefícios da Companhia têm sua gestão monitorada pelo Comitê Gestor de Investimentos e Previdência da Companhia, o qual inclui representantes de empregados ativos e aposentados além de membros indicados pela Companhia. Dentre as tarefas do referido Comitê, está a análise e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação CESP o que ocorre ao menos trimestralmente.

Além do controle do risco de mercado através da metodologia da divergência não planejada, exigida pela legislação, a Fundação CESP e a Fundação CEEE utilizam, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: *VaR*, *Tracking Risk*, *Tracking Error* e *Stress Test*. A Política de Investimentos da Fundação CESP e da Fundação CEEE impõem restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos em ativos de emissão ou coobrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente.

## ( 19 ) TAXAS REGULAMENTARES

	Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016
Compens. financ. pela utilização de rec. hídricos	1.256	1.385
Reserva global de reversão - RGR	17.545	17.469
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	2.061	2.044
Conta de desenvolvimento energético - CDE	262.213	309.117
Bandeiras tarifárias e outros	298.525	36.064
<b>Total</b>	<b>581.600</b>	<b>366.078</b>

**Conta de desenvolvimento energético – CDE** – Refere-se à (i) quota anual de CDE para o exercício de 2017 no montante de R\$ 138.135 (R\$ 164.681 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\$ 47.429 (R\$ 44.622 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\$ 76.649 (R\$ 99.814 em 31 de dezembro de 2016). Em 2017 as controladas efetuaram o encontro de contas do montante a pagar e o contas a receber – CDE (nota 11) no ano de 2017 no montante de R\$ 238.510.

**Bandeiras tarifárias e outros** – Refere-se basicamente ao montante a ser repassado para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária (“CCRB”), cujo valor a receber foi registrado através da emissão das faturas de energia (nota 25.4).

**( 20 ) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES**

	Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016
<b><u>Circulante</u></b>		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	59.026	42.793
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	22.430	14.434
<b>Imposto de renda e contribuição social</b>	<b>81.457</b>	<b>57.227</b>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	403.492	416.096
Programa de integração social - PIS	32.486	28.759
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	141.757	126.939
Outros	51.111	52.522
<b>Outros impostos, taxas e contribuições</b>	<b>628.846</b>	<b>624.316</b>
<b>Total Circulante</b>	<b>710.303</b>	<b>681.544</b>
<b><u>Não circulante</u></b>		
Programa de integração social - PIS	18.839	26.814

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

	Consolidado			
	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>	224.258	122.194	222.001	110.147
<b>Cíveis</b>	291.388	97.100	236.915	114.214
<b>Fiscais</b>				
FINSOCIAL	33.473	95.903	32.372	90.951
Imposto de renda	150.020	382.884	142.790	150.439
Outras	163.798	140.289	113.227	84.091
	347.291	619.077	288.389	325.481
<b>Outros</b>	98.196	1.620	85.971	229
<b>Total</b>	<b>961.134</b>	<b>839.990</b>	<b>833.276</b>	<b>550.072</b>

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

	Consolidado						Saldo em 31/12/2017
	Saldo em 31/12/2016	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Combinação de negócios	
Trabalhistas	222.001	98.267	(39.052)	(78.056)	26.915	(5.817)	224.258
Cíveis	236.915	108.147	(38.074)	(115.162)	18.298	81.264	291.388
Fiscais	288.389	34.005	(7.188)	(1.055)	20.351	12.791	347.291
Outros	85.971	9.883	(2.508)	(12.514)	5.391	11.974	98.196
<b>Total</b>	<b>833.276</b>	<b>250.302</b>	<b>(86.822)</b>	<b>(206.788)</b>	<b>70.954</b>	<b>100.212</b>	<b>961.134</b>

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

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** - Referem-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 nºs. 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**

**FINSOCIAL** - Refere-se a questionamento judicial quanto à majoração de alíquota e cobrança do FINSOCIAL no período de junho de 1989 a outubro de 1991 na controlada CPFL Paulista.

**Imposto de renda** - Na controlada CPFL Piratininga, a provisão de R\$ 147.100 (R\$ 139.957 em 31 de dezembro de 2016) refere-se à ação judicial visando a dedutibilidade fiscal da CSLL no cálculo do IRPJ.

**Fiscais outras** - Refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrente da operação dos negócios das controladas, relacionados a assuntos fiscais envolvendo INSS, FGTS e SAT.

A rubrica de outros são principalmente ações relacionadas à natureza regulatória.

#### **Perdas possíveis:**

O Grupo 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 (“*more likely than not*”) 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:

	<b>Consolidado</b>		
	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>	
<b>Trabalhistas</b>	686.538	668.005	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
<b>Cíveis</b>	1.178.671	1.004.279	Danos pessoais, impactos ambientais e majoração tarifária
<b>Fiscais</b>	5.100.151	4.611.077	ICMS, FINSOCIAL, PIS, COFINS, CSLL e Imposto de Renda
<b>Regulatório</b>	140.695	93.827	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeiro
<b>Total</b>	<u>7.106.055</u>	<u>6.377.188</u>	

**Fiscais** – há uma discussão referente à dedutibilidade para imposto de renda da despesa reconhecida em 1997 referente ao compromisso assumido relativo ao plano de pensão dos funcionários da controlada CPFL Paulista perante a Fundação CESP no montante estimado de R\$ 1.224.660. Em janeiro de 2016, a controlada obteve decisões judiciais que autorizaram a substituição dos depósitos judiciais relativos a este processo por garantias financeiras (carta de fiança e seguro garantia), cujos respectivos levantamentos em favor da controlada ocorreram em 2016. Há recurso da Procuradoria da Fazenda Nacional em ambos os casos, sem efeito suspensivo, os quais aguardam julgamento pelo Tribunal Regional Federal. Paralelamente, em fevereiro de 2017, foi determinada a devolução do montante relativo aos juros que incidiram sobre um dos depósitos levantados. Assim, a controlada efetuou depósito em juízo no montante de R\$ 206.874.

Adicionalmente, em agosto de 2016 a controlada CPFL Renováveis recebeu auto de infração no montante de R\$ 285.537 referente cobrança de Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF sobre remuneração do ganho de capital incorrido aos residentes e/ou domiciliados no exterior, decorrente da transação de venda da Jantus SL, ocorrida em dezembro de 2011 o qual a Administração da Companhia, suportada por seus consultores jurídicos externos, classificou que as chances de êxito são possíveis.

A controlada CPFL Geração, em dezembro de 2016, recebeu dois autos de infração no montante total de R\$ 316.372 relativos à cobrança de IRPJ e CSLL relativo ao anos-calendário 2011, apurado sobre suposto ganho de capital identificado na aquisição da ERSA Energias Renováveis S.A. e de apropriação de diferenças da reavaliação a valor justo da SMITA Empreendimentos e Participações S.A., empresa adquirida de forma reversa, os quais a Administração da Companhia, suportada por seus consultores jurídicos externos, classificou que as chances de êxito são possíveis.

No tocante às contingências trabalhistas, o Grupo 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 do Grupo 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 do Grupo, baseada na opinião de seus assessores legais externos, acredita que os montantes provisionados refletem a melhor estimativa corrente.

**( 22 ) OUTRAS CONTAS A PAGAR**

	Consolidado			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Consumidores e concessionárias	93.068	73.864	44.473	44.711
Programa de eficiência energética - PEE	186.621	257.622	110.931	58.798
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	103.308	75.655	68.780	55.272
EPE / FNDCT / PROCEL	15.612	12.928	-	-
Fundo de reversão	-	-	17.750	17.750
Adiantamentos	300.214	163.054	22.255	8.029
Descontos tarifários - CDE	25.040	8.891	-	-
Provisão para gastos ambientais	16.360	13.703	107.814	61.828
Folha de pagamento	20.747	16.951	-	-
Participação nos lucros	80.518	56.215	16.273	11.400
Convênios de arrecadação	72.483	69.793	-	-
Garantias	-	-	5.959	44.140
Aquisição de negócios	6.927	9.492	-	-
Outros	40.408	49.454	32.654	7.364
<b>Total</b>	<b>961.306</b>	<b>807.623</b>	<b>426.889</b>	<b>309.292</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. O não circulante refere-se à comercialização realizada pela controlada indireta RGE Sul no período de 1º de setembro de 2000 a 31 de dezembro de 2002 (nota 15).

**Programas de eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento:** As controladas reconheceram 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.

**Adiantamentos:** refere-se substancialmente a adiantamento de clientes relativo ao faturamento antecipado pela controlada CPFL Renováveis, sem que tenha havido ainda o fornecimento de energia ou serviço.

**Provisão para custos socioambientais e desmobilização de ativos:** Referem-se principalmente a provisões constituídas pela controlada indireta CPFL Renováveis, relacionadas a licenças socioambientais decorrentes de eventos já ocorridos e obrigações de retirada de ativos decorrentes de exigências contratuais e legais relacionadas a arrendamento de terrenos onde estão localizados os empreendimentos eólicos. Tais custos são provisionados em contrapartida ao ativo imobilizado e serão depreciados ao longo da vida útil remanescente do ativo.

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

**Participação nos lucros:** Refere-se principalmente a:

- (i) Em conformidade com o Acordo Coletivo de Trabalho, o Grupo implantou programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos;
- (ii) Programa de Incentivo a Longo Prazo: refere-se ao Plano de Incentivo de Longo Prazo para Executivos do Grupo, aprovado pelo Conselho de Administração, que consiste em um incentivo em recursos financeiros baseado em múltiplos salariais e que tem como orientadores os resultados da empresa e a performance média da Companhia nos três exercícios sociais seguintes a cada concessão.

## ( 23 ) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no Patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2017 e 2016 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações			
	31/12/2017		31/12/2016	
	Ordinárias	Participação %	Ordinárias	Participação %
State Grid Brazil Power Participações S.A.	730.435.698	71,76%	-	0,00%
Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - Previ	-	0,00%	299.787.559	29,45%
Camargo Correa S.A.	27.435	0,00%	5.897.311	0,58%
ESC Energia S.A.	234.086.204	23,00%	234.086.204	23,00%
Bonaire Participações S.A.	-	0,00%	1.249.386	0,12%
Energia São Paulo FIA	-	0,00%	35.145.643	3,45%
Fundação Petrobras de Seguridade Social - Petros	-	0,00%	28.056.260	2,76%
Fundação Sistel de Seguridade Social	-	0,00%	37.070.292	3,64%
Fundação Sabesp de Seguridade Social - Sabesp	-	0,00%	696.561	0,07%
Fundação CESP	-	0,00%	51.048.952	5,02%
BNDES Participações S.A.	-	0,00%	68.592.097	6,74%
Antares Holdings Ltda.	-	0,00%	16.967.165	1,67%
Brumado Holdings Ltda.	-	0,00%	36.497.075	3,59%
Membros da Diretoria Executiva	189	0,00%	34.250	0,00%
Demais acionistas	53.365.220	5,24%	202.785.991	19,92%
<b>Total</b>	<b>1.017.914.746</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.017.914.746</b>	<b>100,00%</b>

### 23.1 Alteração de composição acionária e Oferta Pública de Ações

Em 23 de janeiro de 2017, a Companhia recebeu correspondência da State Grid Brazil Power Participações SA. ("State Grid Brazil") informando que naquela data foi realizado o fechamento do Contrato de Aquisição de Ações celebrado entre a State Grid Brazil, a Camargo Correa S.A., a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – PREVI, a Fundação CESP, a Fundação Sistel de Seguridade Social, a Fundação Petrobras de Seguridade Social – PETROS, a Fundação SABESP de Seguridade Social — SABESPREV, e certas outras partes.

Após a finalização da transação, a State Grid Brazil se tornou a controladora da CPFL Energia com 54,64% (556.164.817 ações, diretas ou indiretas) do capital votante e total da Companhia. Com a operação, a State Grid Brazil tornou-se o único controlador da Companhia, de forma que o Acordo de Acionistas datado de 22 de março de 2002, celebrado entre os antigos controladores, foi rescindido.

Foi decidido em assembleia geral extraordinária da Companhia, em 27 de março de 2017, (i) a escolha do Credit Suisse (Brasil) S.A. para determinação do valor econômico da Companhia; (ii) o cancelamento de registro da Companhia perante a CVM como categoria "A", e sua conversão para categoria "B"; e (iii) a saída da Companhia do segmento de listagem do Novo Mercado.

A State Grid Brazil informou, através de Fatos Relevantes:

- (i) em 16 de fevereiro de 2017 que realizaria oferta pública para a aquisição da totalidade das ações ordinárias de titularidade dos acionistas remanescentes da Companhia ("OPA por Alienação de Controle") e, em 7 de julho de 2017, que decidiu seguir somente com as OPAs por alienação de controle da Companhia e por alienação indireta de controle da CPFL Renováveis;
- (ii) em 30 e 31 de outubro de 2017 que a CVM aprovou formalmente todos os documentos relevantes e a continuidade da OPA por Alienação de Controle, e, como resultado da aprovação, a State Grid Brazil publicou em 31 de outubro de 2017 o Edital da Oferta com os termos e condições aplicáveis.

Em Fato Relevante e Comunicado ao Mercado divulgados em 30 de novembro e em 5 de dezembro de 2017, respectivamente, a Companhia informou que foi efetuado com sucesso o leilão da OPA no sistema de negociação da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("Leilão"). Como resultado do leilão, a State Grid Brazil adquiriu 408.357.085 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 88,44% do total de ações objeto da OPA e 40,12% do capital social da Companhia. As ações ordinárias foram adquiridas pelo preço de R\$ 27,69, totalizando o valor de R\$ 11.307.408. A State Grid Brazil passou a deter, em conjunto com a ESC Energia S.A., 964.521.902 ações ordinárias de emissão da Companhia, elevando sua participação conjunta de 54,64% para 94,75% do capital social total da Companhia.

### **23.2 Reserva de capital**

Refere-se basicamente ao (i) registro decorrente da combinação de negócios da CPFL Renováveis, no montante de R\$ 228.322 ocorrido em 2011; (ii) efeito da oferta pública de ações da controlada CPFL Renováveis em 2013, no montante de R\$ 59.308, como consequência da redução na participação societária indireta na CPFL Renováveis; (iii) efeito da associação entre CPFL Renováveis e DESA, no montante de R\$ 180.297 em 2014 e (iv) outras movimentações sem alteração no controle de R\$ 87. De acordo com o ICPC 09 (R2) e IFRS 10 / CPC 36, estes efeitos foram reconhecidos como transações entre acionistas e contabilizado diretamente no Patrimônio Líquido.

### **23.3 Reserva de lucros**

É composta por:

- (i) Reserva legal, no montante de R\$ 798.090;
- (ii) Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão: as controladas de distribuição registram 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\$ 826.601 (R\$ 702.928 em 31 de dezembro de 2016).

### **23.4 Resultado abrangente acumulado**

O resultado abrangente acumulado é composto por:

- (i) Custo atribuído: Refere-se ao registro da mais valia do custo atribuído ao imobilizado das geradoras, no montante de R\$ 405.840;
- (ii) Entidade de previdência privada: o saldo devedor de R\$ 570.346 (líquido de imposto de renda e contribuição social) corresponde aos efeitos registrados diretamente em resultados abrangentes, de acordo com o IAS 19 / CPC 33 (R2).

### **23.5 Dividendo**

Em Reunião do Conselho de Administração de 5 de janeiro de 2017 foi aprovada a declaração de dividendo intermediário referente ao exercício de 2016 de R\$ 7.820.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2017, o montante de R\$ 280.191 de dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei 6.404/76, sendo atribuído para cada ação o valor de R\$ 0,275259517.

Em 2017, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 220.966 referente ao dividendo de 2016.

### **23.6 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.

A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

	<u>2017</u>
<b>Lucro líquido do exercício - controladora</b>	<b>1.179.750</b>
Realização do resultado abrangente	25.873
Dividendos prescritos	3.768
<b>Lucro líquido base para destinação</b>	<b>1.209.391</b>
Reserva legal	(58.988)
Reserva estatutária - ativo financeiro da concessão	(123.673)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(746.541)
Dividendos mínimos obrigatórios	(280.191)
Dividendo adicional proposto	-

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\$ 746.541 à reserva estatutária - reforço de capital de giro.

## **( 24 ) 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 de 2016 foi baseado no lucro líquido atribuível aos acionistas controladores e o número médio ponderado de ações ordinárias em circulação durante os exercícios apresentados. Especificamente para o cálculo do lucro por ação diluído, consideram-se os efeitos dilutivos de instrumentos conversíveis em ações, conforme demonstrado:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
<b>Numerador</b>		
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	1.179.750	900.885
<b>Denominador</b>		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas	1.017.914.746	1.017.914.746 (*)
<b>Lucro por ação - básico</b>	<b>1,16</b>	<b>0,89</b>
<b>Numerador</b>		
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	1.179.750	900.885
Efeito dilutivo de debêntures conversíveis da controlada CPFL Renováveis	(11.966)	(16.153)
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	<u>1.167.784</u>	<u>884.731</u>
<b>Denominador</b>		
Média ponderada de ações em poder dos acionistas	1.017.914.746	1.017.914.746 (*)
<b>Lucro por ação - diluído</b>	<b>1,15</b>	<b>0,87</b>

(\*) Considera o evento ocorrido em 29 de abril de 2016, relacionado ao aumento de capital mediante emissão de 24.900.531 ações a título de bonificação. De acordo com o CPC 41/IAS 33, quando ocorre aumento na quantidade de ações sem aumento nos recursos, o número de ações é ajustado como se o evento tivesse ocorrido no início do período mais antigo apresentado.

O efeito dilutivo do numerador no cálculo de lucro por ação diluído considera os efeitos dilutivos das debêntures conversíveis em ações emitidas por subsidiárias da controlada indireta CPFL Renováveis. Os efeitos foram calculados considerando a premissa de que tais debêntures seriam convertidas em ações ordinárias das controladas no início de cada exercício.

## ( 25 ) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Consolidado					
	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	8.330.237	8.174.700	19.122	16.473	11.663.094	10.367.415
Industrial	59.825	61.112	14.661	13.022	5.095.840	5.201.978
Comercial	545.095	551.171	10.220	9.720	5.498.867	5.431.926
Rural	359.106	355.586	3.762	2.474	1.173.569	816.684
Poderes públicos	60.639	61.200	1.456	1.271	787.967	690.389
Iluminação pública	11.230	11.073	1.964	1.746	654.950	580.229
Serviço público	9.790	9.649	2.157	1.840	978.286	901.662
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos	-	-	-	-	(65.991)	(72.129)
<b>Fornecimento faturado</b>	<b>9.375.922</b>	<b>9.224.499</b>	<b>53.342</b>	<b>46.546</b>	<b>25.786.572</b>	<b>23.990.155</b>
Consumo próprio	-	-	34	32	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	(89.575)	50.441
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(9.273.840)	(9.055.188)
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>9.375.922</b>	<b>9.224.499</b>	<b>53.376</b>	<b>46.578</b>	<b>16.423.157</b>	<b>14.993.408</b>
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>						
Furnas Centrais Elétricas S.A.			3.026	3.034	565.592	533.855
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			16.337	12.252	3.240.571	2.371.091
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(56.528)	(50.598)
Energia elétrica de curto prazo			8.194	6.173	2.340.463	641.744
<b>Suprimento de energia elétrica</b>			<b>27.557</b>	<b>21.459</b>	<b>6.090.098</b>	<b>3.496.092</b>
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					9.330.368	9.105.786
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					2.137.566	2.057.327
(-) Transferência da receita de ultrapassagem e excedente de reativos					(21.851)	(17.908)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					2.073.423	1.354.023
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 8)					1.900.837	(2.094.695)
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 10)					204.443	186.148
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares					1.419.128	1.266.027
Outras receitas e rendas					496.340	438.377
<b>Outras receitas operacionais</b>					<b>17.540.244</b>	<b>12.295.084</b>
<b>Total da receita operacional bruta</b>					<b>40.053.498</b>	<b>30.784.584</b>
<b>Deduções da receita operacional</b>						
ICMS					(5.455.718)	(4.935.068)
PIS					(603.050)	(471.836)
COFINS					(2.777.626)	(2.172.777)
ISS					(15.929)	(10.568)
Reserva global de reversão - RGR					(2.952)	(4.230)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(3.185.693)	(3.360.613)
Programa de P & D e eficiência energética					(191.997)	(138.583)
PROINFRA					(166.743)	(121.800)
Bandeiras tarifárias e outros					(878.460)	(430.077)
IFI					(102)	(195)
FUST e FUNTEL					(19)	(38)
Outros					(30.304)	(26.709)
					<b>(13.308.593)</b>	<b>(11.672.495)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>					<b>26.744.905</b>	<b>19.112.089</b>

(\*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

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

No procedimento de regulação tarifária (“Proret”), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas das controladas de distribuição 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. A partir de maio de 2015 para a controlada CPFL Piratinga, de setembro de 2015 para a controlada Companhia Jaguari de Energia (“CPFL Santa Cruz”) e novembro de 2017 para as controladas CPFL Paulista e RGE Sul em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica 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. As controladas de distribuição estão 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.

## 25.2 Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) e Reajuste Tarifário Anual (“RTA”)

Distribuidora	Mês	2017		2016	
		RTA	Percepção do consumidor (a)	RTA / RTP	Percepção do consumidor (a)
CPFL Paulista	Abril	-0,80%	-10,50%	9,89%	7,55%
CPFL Piratininga	Outubro	7,69%	17,28%	-12,54%	-24,21%
RGE	Junho	3,57%	5,00%	-1,48%	-7,51%
RGE Sul	Abril	-0,20%	-6,43%	3,94%	-0,34%
Companhia Luz e Força Santa Cruz	Março	-1,28%	-8,42%	22,51%	7,15%
CPFL Leste Paulista	Março	0,77%	-4,15%	21,04%	13,32%
Companhia Jaguari de Energia (CPFL Santa Cruz)	Março	2,05%	-2,56%	29,46%	13,25%
CPFL Sul Paulista	Março	1,63%	-10,73%	24,35%	12,82%
CPFL Mococa	Março	1,65%	-3,28%	16,57%	9,02%

- (a) Representa o efeito médio percebido pelo consumidor, em decorrência da retirada da base tarifária de componentes financeiros que haviam sido adicionados no reajuste tarifário anterior (informação não auditada pelos auditores independentes).

Conforme nota 12.6.2, em 31 de dezembro de 2017 foi aprovado por AGE o agrupamento das controladas Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguari de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa. De acordo com a Resolução Normativa nº 716, de 3 de maio de 2016, até a primeira revisão tarifária da concessionária agrupada, 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. Tal se dará no reajuste tarifário de março de 2018.

## 25.3 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\$ 1.419.128 (R\$ 1.266.027 em 2016), sendo R\$ 96.882 (R\$ 93.879 em 2016) referentes à subvenção baixa renda, R\$ 1.226.777 referentes a outros descontos tarifários (R\$ 944.742 em 2016) e (iii) R\$ 95.469 referentes a descontos tarifários – liminares (R\$ 227.406 em 2016). Estes itens foram registrados em contrapartida a outros créditos na rubrica contas a receber – CDE (nota 11) e outras contas a pagar na rubrica descontos tarifários – CDE (nota 22).

## 25.4 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.

Em 2017, a ANEEL homologou as Bandeiras Tarifárias faturadas de dezembro de 2016 a outubro de 2017. O montante faturado homologado foi de R\$ 610.584 (R\$ 430.065 em 2016), registrados na rubrica “Bandeiras tarifárias e outros”. Deste montante R\$ 386.242 foram utilizados para compensar parte do ativo e passivo financeiro setorial (nota 8) e R\$ 224.395 foram repassados para a conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias (“CCRBT”). O montante de R\$ 298.507, referente a bandeira tarifária faturada em novembro e dezembro de 2017 e não homologado, está registrado em taxas regulamentares (nota 19).

### **25.5 Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)**

A ANEEL, por meio das Resolução Homologatória REH n° 2.202, de 7 de fevereiro de 2017, alterada pela REH n° 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 n° 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 n° 2.231 de 25 de abril de 2017, com recolhimento e repasse à Conta CDE para o período tarifário de cada controlada de distribuição.

### **25.6 Ajuste para reversão do encargo de energia de reserva (“EER”) de Angra III**

A ANEEL aprovou por meio da REH n° 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 de Energia de Reserva – EER da central geradora UTN Almirante Álvaro Alberto – Unidade III (Angra III).

As tarifas resultantes desta reversão passaram a vigorar em abril de 2017, e, como o período de leitura do faturamento de cada unidade consumidora não coincide com o mês civil, a 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 foi de: -15,28% na CPFL Paulista, -6,8% na CPFL Piratininga, -10,89% na RGE, -13,76% na RGE Sul, -13,76% na Companhia Luz e Força Santa Cruz, -14,81% na Companhia Leste Paulista de Energia, -14,71% na Companhia Luz e Força de Mococa, -14,29% na Companhia Sul Paulista de Energia (Conforme nota explicativa 12.6.2, em 2017 as controladas CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa foram agrupadas, passando a se chamar CPFL Santa Cruz) e -16,49% na Companhia Jaguari de Energia (“CPFL Santa Cruz”).

O impacto deste reajuste foi uma redução média de -12,85% sobre a receita das controladas de distribuição no mês de abril de 2017.

**( 26 ) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA**

	Consolidado			
	GWh		R\$ mil	
	2017	2016 (*)	2017	2016
<b><u>Energia comprada para revenda</u></b>				
Energia de Itaipu Binacional	11.779	10.497	2.350.858	2.025.780
Energia de curto prazo/PROINFA	3.595	2.253	560.153	269.792
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais	62.600	51.225	14.269.265	8.541.677
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(1.562.779)	(987.997)
<b>Subtotal</b>	<b>77.974</b>	<b>63.975</b>	<b>15.617.498</b>	<b>9.849.252</b>
<b><u>Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição</u></b>				
Encargos da rede básica			1.541.629	834.341
Encargos de transporte de itaipu			159.896	53.248
Encargos de conexão			122.536	84.927
Encargos de uso do sistema de distribuição			39.451	38.699
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER			(452.978)	362.735
Encargos de energia de reserva - EER			(303)	106.925
Crédito de PIS e COFINS			(126.213)	(129.883)
<b>Subtotal</b>			<b>1.284.020</b>	<b>1.350.990</b>
<b>Total</b>			<b>16.901.518</b>	<b>11.200.242</b>

(\*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

**( 27 ) CUSTO E DESPESAS OPERACIONAIS**

	<b>Controladora</b>	
	<b>Despesas Operacionais</b>	
	<b>Gerais e administrativas</b>	
	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Pessoal	32.206	37.845
Material	150	79
Serviços de terceiros	8.039	10.404
Depreciação e amortização	217	193
Outros	2.159	2.340
Arrendamentos e aluguéis	230	50
Publicidade e propaganda	598	520
Legais, judiciais e indenizações	388	626
Doações, contribuições e subvenções	15	-
Outros	928	1.144
<b>Total</b>	<b>42.771</b>	<b>50.860</b>

	<b>Consolidado</b>											
	<b>Custo de operação</b>		<b>Custo do serviço prestado a terceiros</b>		<b>Vendas</b>		<b>Despesas Operacionais Gerais e administrativas</b>		<b>Outros</b>		<b>Total</b>	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Pessoal	882.150	686.434	2	1	170.859	134.864	324.147	272.618	-	-	1.377.158	1.093.918
Entidade de previdência privada	113.887	76.505	-	-	-	-	-	-	-	-	113.887	76.505
Material	222.650	164.168	1.061	1.412	2.444	8.191	23.818	16.175	-	-	249.973	189.946
Serviços de terceiros	251.549	271.623	1.856	3.416	186.525	146.957	287.221	229.199	-	-	727.151	651.195
Depreciação e amortização	1.143.795	937.506	-	-	5.403	3.602	93.639	94.949	-	-	1.242.837	1.036.056
Custos com construção da infraestrutura	-	-	2.071.698	1.352.214	-	-	-	-	-	-	2.071.698	1.352.214
Outros	157.113	112.560	(7)	(11)	225.000	253.638	218.247	236.476	438.494	386.746	1.038.847	989.408
Taxa de arrecadação	11.710	-	-	-	68.757	65.562	-	-	-	-	80.467	65.562
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	-	155.097	176.349	-	-	-	-	155.097	176.349
Arrendamentos e aluguéis	52.734	42.163	-	-	(148)	113	19.740	17.109	-	-	72.326	59.385
Publicidade e propaganda	202	150	-	-	1	29	17.412	11.659	-	-	17.615	11.838
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	188.355	181.888	-	-	188.355	181.888
Doações, contribuições e subvenções	88	54	-	-	2	9	3.924	2.425	-	-	4.014	2.488
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	132.195	83.575	132.195	83.575
Amortização de intangível de concessão	-	-	-	-	-	-	-	-	286.215	255.110	286.215	255.110
Amortização de prêmio pago - GSF	9.594	9.594	-	-	-	-	-	-	-	-	9.594	9.594
Compensação financeira pela utilização de recursos fiducios	8.656	12.233	-	-	-	-	-	-	-	-	8.656	12.233
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-	-	-	-	-	-	-	-	20.437	48.291	20.437	48.291
Outros	74.130	48.367	(7)	(11)	1.291	11.575	(11.184)	23.395	(353)	(231)	63.877	83.095
<b>Total</b>	<b>2.771.145</b>	<b>2.248.795</b>	<b>2.074.611</b>	<b>1.357.032</b>	<b>590.232</b>	<b>547.251</b>	<b>947.072</b>	<b>849.416</b>	<b>438.494</b>	<b>386.746</b>	<b>6.821.554</b>	<b>5.389.240</b>

**( 28 ) RESULTADO FINANCEIRO**

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
<b>Receitas</b>				
Rendas de aplicações financeiras	5.221	55.084	457.255	667.429
Acréscimos e multas moratórias	2	464	265.455	246.045
Atualização de créditos fiscais	7.583	6.698	19.623	32.371
Atualização de depósitos judiciais	23	44	49.502	35.228
Atualizações monetárias e cambiais	8	1	60.999	147.849
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	-	-	16.386	16.198
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 8)	-	-	-	32.747
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(1.154)	(3.608)	(48.322)	(63.223)
PIS e COFINS sobre JCP	(27.708)	(2.006)	(27.798)	(2.324)
Outros	29.008	14.200	87.214	88.182
<b>Total</b>	<b>12.983</b>	<b>70.878</b>	<b>880.314</b>	<b>1.200.503</b>
<b>Despesas</b>				
Encargos de dívidas	(65.299)	(27.217)	(1.661.060)	(1.811.263)
Atualizações monetárias e cambiais	(491)	(25.980)	(540.053)	(703.128)
(-) Juros capitalizados	-	-	50.543	68.082
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 8)	-	-	(82.333)	(25.079)
Uso do Bem Público - UBP	-	-	(8.048)	(14.950)
Outros	(3.664)	(498)	(126.917)	(167.638)
<b>Total</b>	<b>(69.454)</b>	<b>(53.694)</b>	<b>(2.367.868)</b>	<b>(2.653.977)</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(56.471)</b>	<b>17.183</b>	<b>(1.487.554)</b>	<b>(1.453.474)</b>

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,54% a.a. durante o exercício de 2017 (10,9% a.a. em 2016) sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1) e IAS 23.

A rubrica de atualizações monetárias e cambiais contemplam os efeitos das perdas com instrumentos derivativos no montante de R\$ 235.852 em 2017 (perdas de R\$ 1.399.988 em 2016) (nota 33).

**( 29 ) INFORMAÇÕES POR SEGMENTO**

A segregação dos segmentos operacionais do Grupo é baseada na estrutura interna das informações financeiras e da Administração, e é efetuada através da segmentação pelos tipos de negócio: atividades de distribuição, geração (fontes convencionais e renováveis), comercialização de energia elétrica e serviços prestados.

Os resultados, ativos e passivos por segmento incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento e também aqueles que possam ser alocados razoavelmente, quando aplicável. Os preços praticados entre os segmentos são determinados com base em transações similares de mercado. A nota explicativa 1 apresenta as subsidiárias de acordo com a sua respectiva área de atuação e contém mais informações sobre cada controlada e seu respectivo ramo de negócio e segmentos.

Estão apresentadas a seguir as informações segregadas por segmento de acordo com os critérios estabelecidos pelos executivos do Grupo:

	Distribuição	Geração (Fontes convencionais)	Renováveis (Fontes renováveis)	Comercialização	Serviços	Total	Outros (*)	Eliminações	Total
<b>2017</b>									
Receita operacional líquida	21.068.435	741.842	1.489.932	3.402.804	40.611	26.743.625	1.261	-	26.744.905
(-) Vendas entre sociedades parceiras	8.182	448.421	465.152	11.297	444.935	1.381.988	-	(1.381.988)	-
Custo com energia elétrica	(14.146.703)	(147.379)	(348.029)	(3.196.028)	-	(17.838.139)	-	936.621	(16.901.518)
Custos e despesas operacionais	(4.695.480)	(156.340)	(389.443)	(47.295)	(398.188)	(5.686.747)	(51.121)	445.366	(5.292.502)
Depreciação e amortização	(763.739)	(123.129)	(617.017)	(3.054)	(19.760)	(1.526.699)	(2.353)	-	(1.529.052)
Resultado do serviço	1.470.695	763.415	604.596	167.724	67.590	3.074.027	(52.193)	-	3.021.834
Equivalência patrimonial	-	312.390	-	-	-	312.390	-	-	312.390
Receita financeira	597.133	102.713	137.746	19.117	10.693	867.402	12.912	-	880.314
Despesa financeira	(1.163.500)	(431.289)	(548.571)	(52.023)	(5.445)	(2.301.929)	(65.939)	-	(2.367.868)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	904.228	747.229	93.770	134.818	71.846	1.951.891	(105.220)	-	1.846.670
Imposto de renda e contribuição social	(299.510)	(95.688)	(74.125)	(44.527)	(16.994)	(530.845)	(72.784)	-	(603.629)
Lucro (prejuízo) líquido	604.717	651.541	19.645	90.290	54.852	1.421.046	(178.004)	-	1.243.042
Atribuído aos acionistas controladores	604.717	601.969	3.382	90.290	64.852	1.366.211	(178.004)	-	1.177.206
Atribuído aos acionistas não controladores	-	49.572	16.263	(0)	-	65.835	-	-	65.835
Total do ativo (**)	22.278.452	4.287.337	12.815.017	931.546	374.435	40.696.787	596.125	-	41.282.912
Aquisições do imobilizado e outros intangíveis	1.882.502	8.973	621.046	2.927	54.549	2.569.598	836	-	2.570.433

	Distribuição	Geração (Fontes convencionais)	Renováveis (Fontes renováveis)	Comercialização	Serviços	Total	Outros (*)	Eliminações	Total
<b>2016</b>									
Receita operacional líquida	15.017.166	593.775	1.334.571	2.024.350	81.595	19.051.456	60.633	-	19.112.089
(-) Vendas entre sociedades parceiras	22.526	409.338	338.357	62.757	318.770	1.151.748	8.661	(1.160.410)	-
Custo com energia elétrica	(9.747.720)	(98.521)	(272.125)	(1.876.952)	-	(11.995.318)	-	795.075	(11.200.242)
Custos e despesas operacionais	(3.447.081)	(106.364)	(407.673)	(47.548)	(322.131)	(4.330.797)	(132.611)	365.334	(4.098.074)
Depreciação e amortização	(591.334)	(126.596)	(553.169)	(3.779)	(12.870)	(1.267.748)	(3.417)	-	(1.291.166)
Resultado do serviço	1.253.557	671.631	439.951	158.829	65.353	2.589.342	(66.734)	-	2.522.608
Equivalência patrimonial	-	311.414	-	-	-	311.414	-	-	311.414
Receita financeira	781.365	182.574	132.653	31.513	10.742	1.138.848	61.655	-	1.200.503
Despesa financeira	(1.331.973)	(562.196)	(667.344)	(24.761)	(5.272)	(2.591.546)	(62.432)	-	(2.653.978)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	702.950	603.424	(94.730)	165.581	70.832	1.448.057	(67.510)	-	1.380.547
Imposto de renda e contribuição social	(295.748)	(98.530)	(45.311)	(53.225)	(17.019)	(510.833)	9.343	-	(501.490)
Lucro (prejuízo) líquido	407.202	504.894	(141.041)	112.357	53.813	937.225	(58.167)	-	879.057
Atribuído aos acionistas controladores	407.202	461.411	(75.731)	112.357	53.813	959.052	(58.167)	-	900.885
Atribuído aos acionistas não controladores	-	43.483	(65.311)	(0)	-	(21.826)	-	-	(21.826)
Total do ativo (**)	22.887.791	5.310.924	12.459.791	466.621	345.372	41.469.689	701.103	-	42.170.992
Aquisições do imobilizado e outros intangíveis	1.200.621	7.564	978.896	3.713	42.954	2.233.748	4.199	-	2.237.949

(\*) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

(\*\*) Os intangíveis, líquidos de amortização, foram alocados nos respectivos segmentos.

Em função das condições econômicas brasileiras terem se deteriorado ainda mais durante o exercício de 2017, foi registrado na controlada R\$ 20.437 da CPFL Renováveis “segmento geração renováveis” (R\$ 40.433 em 2016) na provisão referente à avaliação do valor recuperável de unidades geradoras de caixa. Em 2016 na controlada CPFL Telecom – “segmento outros” foi registrado R\$ 7.858. Esta perda foi registrada na demonstração do resultado na rubrica “Outras despesas operacionais” (nota 27).

O montante do investimento em empreendimentos controlados em conjunto contabilizado pelo método da equivalência patrimonial, classificado no segmento de geração convencional, é de R\$ 1.022.696 (R\$ 1.493.753 em 2016).

### (30) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui 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.

As participações diretas e indiretas em controladas operacionais estão descritas na nota 1.

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores, controladas e coligadas, entidades com controle conjunto, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influência significativa sobre a Companhia e de suas controladas e coligadas.

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

- a) **Compra e venda de energia e encargos** - Refere-se basicamente à compra e venda de energia pelas distribuidoras, comercializadoras e geradoras através de contratos de curto ou longo prazo e de tarifas cobradas pelo uso da rede de distribuição (TUSD). Estas transações, quando realizadas no mercado livre, são realizadas em condições consideradas pela Companhia como sendo semelhante

às de mercado à época da negociação, em consonância com as políticas internas pré-estabelecidas pela Administração da Companhia. Quando realizadas no mercado regulado, os preços cobrados são definidos através de mecanismos definidos pelo Poder Concedente.

- b) **Intangível, imobilizado, materiais e prestação de serviços** - Referem-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição e geração, e contratação de serviços como construção civil e consultoria em informática.
- c) **Adiantamentos** – Referem-se a adiantamentos para investimentos em pesquisa e desenvolvimento.
- d) **Contrato de mútuo** – Refere-se principalmente a contratos realizados com acionista não controlador da controlada CPFL Renováveis, com vencimento definido para a data de distribuição de lucros da controlada indireta a seus acionistas e remuneração de 8% a.a. + IGP-M.

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

As controladas CPFL Paulista e CPFL Piratininga, renegociaram, para pagamento em janeiro de 2018, o vencimento de faturas de compra de energia com a controlada Ceran, cujos vencimentos originais eram 15 de novembro e 15 de dezembro de 2017.

A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2017, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 560/2008 foi de R\$ 73.670 (R\$ 58.132 em 2016). Este valor é composto por R\$ 64.516 (R\$ 49.989 em 2016) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 1.516 (R\$ 1.212 em 2016) de benefícios pós-emprego e R\$ 7.638 (R\$ 6.930 em 2016) de outros benefícios de longo prazo, e refere-se ao valor registrado pelo regime de competência.

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

**Transações entre partes relacionadas envolvendo acionistas controladores, entidades sob o controle comum ou influência significativa e empreendimentos controlados em conjunto são como segue:**

	Consolidado			
	31/12/2017	31/12/2017	2017	2017
	ATIVO	PASSIVO	RECEITA	DESPESA
<b>Adiantamentos</b>				
BAESA – Energética Barra Grande S.A.	-	691	-	-
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	979	-	-
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	-	1.212	-	-
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	-	440	-	-
<b>Compra e venda de energia e encargos</b>				
Entidades sob o controle comum (Controladas da State Grid Corporation of China)		13.330		91.302
BAESA – Energética Barra Grande S.A.	-	13.169	-	80.362
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	37.415	-	381.193
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	823	51.381	8.763	281.530
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	-	19.458	-	137.376
<b>Intangível, Imobilizado, Materiais e Prestação de Serviço</b>				
BAESA – Energética Barra Grande S.A.	153	-	1.582	-
Foz do Chapecó Energia S.A.	2	-	1.726	-
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	152	-	1.665	-
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	416	-	(469)	-
<b>Contrato de Mútuo</b>				
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	327	-
Acionistas não controladores da CPFL Renováveis	8.612	-	(253)	-
<b>Dividendo e Juros Sobre o Capital Próprio</b>				
BAESA – Energética Barra Grande S.A.	108	-	-	-
Chapecoense Geração S.A.	32.734	-	-	-
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	21.184	-	-	-
<b>Outros</b>				
Instituto CPFL	-	-	-	3.613

As informações comparativas abaixo referem-se ao período em que os acionistas controladores eram aqueles anteriores à mudança de controle descrita na nota 23.

	Consolidado			
	31/12/2016	31/12/2016	2016	2016
	ATIVO	PASSIVO	RECEITA	DESPESA
<b>Saldo bancário e aplicação financeira</b>				
Banco do Brasil S.A.	48.985	-	4.113	5
<b>Empréstimos e Financiamentos (*), Debêntures e Derivativos (**)</b>				
Banco do Brasil S.A.	-	4.257.562	800	463.949
Banco BNP Paribas Brasil S.A.	5.126	-	-	67.196
<b>Outras operações financeiras</b>				
Banco do Brasil S.A.	-	962	234	6.408
<b>Adiantamentos</b>				
BAESA - Energética Barra Grande S.A.	-	725	-	-
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	1.025	-	-
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	-	1.259	-	-
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	-	462	-	-
<b>Compra e venda de energia e encargos</b>				
AES Tiete S.A. (***)	-	-	2	14.498
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	-	53	-	1.212
Aliança Geração de Energia S.A.	-	1.183	4	49.944
Alpargatas S.A. (***)	-	-	2.954	-
Arizona 1 Energia Renovável S.A.	-	-	-	967
Baguari 1 Geração de Energia Elétrica S.A.	-	6	-	294
BRF Brasil Foods	-	-	20.190	-
Caetité 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	889
Caetité 3 Energia Renovável S.A.	-	-	-	896
Calango 1 Energia Renovável S.A.	-	-	-	1.073
Calango 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	916
Calango 3 Energia Renovável S.A.	-	-	-	1.072
Calango 4 Energia Renovável S.A.	-	-	-	995
Calango 5 Energia Renovável S.A.	-	-	-	1.054
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	743	121	19.296	121
Companhia Energética de Pernambuco - CELPE	692	20	9.829	250
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	267	-	3.128	-
Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A.	-	1.416	57	53.710
Embraer	-	-	6.938	-
Energética Águas da Pedra S.A.	-	112	6	4.716
Estaleiro Atlântico Sul S.A.	-	-	7.978	-
Goiás Sul Geração de Energia S.A.	-	-	-	181
InterCement Brasil S.A.	-	-	2	-
Itapevi Geração de Energia S.A.	-	-	3	-
Mel 2 Energia Renovável S.A.	-	-	-	718
NC ENERGIA S.A.	451	2	26.298	6
Norte Energia S.A.	1	4.585	17	61.240
Rio PCH 1 S.A.	-	209	-	8.865
Samarco Mineração S.A.	-	-	2	-
Santista Jeanswear S/A	-	-	13.600	-
Santista Work Solution S/A	-	-	2.224	-
SE Naranjita S.A.	-	2	-	152
Serra do Falcão Energia S.A. - SEFAC	-	557	-	23.153
Termopernambuco S.A.	-	-	5	-
ThyssenKrupp Companhia Siderúrgica do Atlântico	-	-	25.268	7.683
Tupy	-	-	-	27.127
Vale Energia S.A.	8.680	-	102.069	216
BAESA - Energética Barra Grande S.A.	-	5.642	-	60.765
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	35.018	215	358.272
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	307	50.526	3.684	269.480
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba	-	12.418	-	91.010
<b>Intangível, Imobilizado, Materiais e Prestação de Serviço</b>				
Alpargatas S.A. (***)	168	-	2.310	-
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	-	-	-	5
Banco do Brasil S.A.	-	-	-	6
Brasil veículos Companhia de Seguros	-	-	2	-
BRF Brasil Foods	-	-	1.250	-
Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo - SABESP	4	42	170	94
Concessionária Auto Raposo Tavares S.A. - CART	-	-	-	15
Concessionária de Rodovias do Oeste de São Paulo - ViaOeste S.A.	-	-	-	6
Concessionária do Sistema Anhanguera - Bandeirante S.A.	96	-	-	10
Estaleiro Atlântico Sul S.A.	-	-	9	-
Ferrovias Centro-Atlântica S.A.	-	-	-	24
HM 02 Empreendimento Imobiliário SPE Ltda	-	-	45	-
Indústrias Romi S.A.	4	-	51	-
InterCement Brasil S.A.	-	-	43	-
Di Móvel S.A. (***)	-	-	-	302
Logum Logística S.A.	26	-	790	-
NC Energia S.A.	-	-	17	-
Renovias Concessionária S.A.	-	-	-	17
Rodovias Integradas do Oeste S.A.	-	-	-	3
SAMM - Sociedade de Atividades em Multimídia Ltda.	-	-	1.410	-
Santista Jeanswear S/A	-	-	1	-
Tim Celular S.A. (***)	6	89	2.908	12
TOTVS S.A.	-	2	2	32
Ultrafertil S.A.	-	-	14	-
Vale Energia S.A.	-	-	331	-
Vale S.A.	-	-	-	11
BAESA - Energética Barra Grande S.A.	56	-	521	-
Foz do Chapecó Energia S.A.	104	-	1.424	-
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	74	-	1.826	-
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	1.599	-	488	-
<b>Contrato de Mútuo</b>				
EPASA - Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	38.078	-	4.379	-
Acionistas não controladores da CPFL Renováveis	9.067	-	1.039	-
<b>Dividendo e Juros Sobre o Capital Próprio</b>				
BAESA - Energética Barra Grande S.A.	89	-	-	-
Chapecoense Geração S.A.	29.329	-	-	-
ENERCAN - Campos Novos Energia S.A.	40.983	-	-	-

(\*) Incluem os ajustes de marcação a mercado

(\*\*) Parte relacionada até o exercício de 2015

(\*\*\*) Parte relacionada a partir do exercício de 2016

## ( 31 ) SEGUROS

As controladas mantêm 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. No consolidado 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	7.440.359	9.679.825
Transporte	Transporte nacional	302.364	416.358
Material estocado	Incêndio, raio, explosão e roubo	229.496	232.849
Automóveis	Cobertura compreensiva	16.779	13.235
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	263.000	200.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	694.341	234.357
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	158.340	281.914
<b>Total</b>		<b>9.104.679</b>	<b>11.058.537</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.

## ( 32 ) GESTÃO DE RISCOS

Os negócios do Grupo compreendem, principalmente, geração, comercialização e distribuição de energia elétrica. Como concessionárias de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas de suas principais controladas são reguladas pela ANEEL.

### Estrutura do gerenciamento de risco

No Grupo CPFL, a gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração e Fiscal, 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 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, 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 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 o Grupo CPFL está exposto bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

À Diretoria Executiva da CPFL Energia 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 CPFL Energia, apresentando ações de mitigação.

A Gerência de Auditoria Interna e Riscos Corporativos é responsável pela coordenação do processo de gestão de riscos no Grupo CPFL, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvam a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais o Grupo CPFL está exposto.

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 do Grupo 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 ou reduzindo parcela de receita decorrente da correção anual de parte da tarifa baseada na variação do dólar, dos contratos de venda de energia do empreendimento controlado em conjunto, ENERCAN. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de *swap*. A exposição relativa à receita da ENERCAN, proporcional a participação detida pela Companhia, está protegida com a contratação de instrumento financeiro do tipo *zero cost collar*, descrito na nota 33.b.1. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 33. Adicionalmente as controladas estão expostas em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege as controladas de distribuição de eventuais perdas econômicas.

**Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação:** Esse risco é oriundo da possibilidade do Grupo 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 33.

**Risco de crédito:** O risco surge da possibilidade das controladas virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Este risco é gerenciado pelos segmentos de comercialização e serviços através de normas e diretrizes aplicadas na aprovação, exigência de garantias e acompanhamento das operações. No segmento de distribuição, mesmo sendo muito pulverizado, o risco é gerenciado através do monitoramento da inadimplência, ações de cobrança e corte de fornecimento. No segmento de geração existem contratos no ambiente regulado (ACR) e bilaterais que preveem a apresentação de Contratos de Constituição de Garantias.

**Risco de sub/sobrecontratação das distribuidoras:** Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual as distribuidoras do Grupo CPFL e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. As distribuidoras podem ficar impossibilitadas 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 de as distribuidoras serem obrigadas a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuírem 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 de mercado das comercializadoras:** Esse risco decorre da possibilidade das comercializadoras incorrerem em perdas por conta de variações nos preços que irão valorar as posições de sobras ou déficits de energia de seu portfólio no mercado livre, marcadas contra o preço de mercado da energia.

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

### **Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros**

O Grupo 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, o Grupo 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 o Grupo estão expostas. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pelo Grupo suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que o Grupo 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, o Grupo não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

## **( 33 ) INSTRUMENTOS FINANCEIROS**

Os principais 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 pelo Grupo são como segue:

	Nota	Categoria	Mensuração	Nível(*)	Consolidado	
					Contábil	Valor Justo
<b>Ativo</b>						
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 1	2.289.302	2.289.302
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(2)	Nível 2	960.340	960.340
Derivativos	33	(a)	(2)	Nível 2	595.872	595.872
Derivativos - zero-cost collar	33	(a)	(2)	Nível 3	52.058	52.058
Ativo financeiro da concessão - distribuição	10	(b)	(2)	Nível 3	6.330.681	6.330.681
					<b>10.228.253</b>	<b>10.228.253</b>
<b>Passivo</b>						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	(c)	(1)	Nível 2 (***)	6.142.583	5.912.175
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	16	(a)	(2)	Nível 2	4.849.474	4.849.474
Debêntures - principal e encargos	17	(c)	(1)	Nível 2 (***)	9.176.527	7.581.432
Derivativos	33	(a)	(2)	Nível 2	94.806	94.806
					<b>20.263.390</b>	<b>18.437.887</b>

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

(\*\*) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, o consolidado apresentou um ganho de R\$ 21.137 em 2017 (uma perda de R\$ 274.834 em 2016).

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

#### Legenda

Categoria:	Mensuração:
(a) - Valor justo contra o resultado	(1) - Mensurado ao custo amortizado
(b) - Disponível para venda	(2) - Mensurado ao valor justo
(c) - Outros passivos financeiros	

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) arrendamentos, (iii) mútuo entre coligadas, controladas e controladora, (iv) contas a receber – CDE, (v) ativo financeiro da concessão das transmissoras, (vi) cauções, fundos e depósitos vinculados, (vii) serviços prestados a terceiros, (viii) convênios de arrecadação e (ix) ativo financeiro setorial;
- Passivos financeiros: (i) fornecedores, (ii) taxas regulamentares, (iii) uso do bem público, (iv) consumidores e concessionárias a pagar, (v) FNDCT/EPE/PROCEL, (vi) convênio de arrecadação, (vii) fundo de reversão, (viii) Contas a pagar de aquisição de negócios, (ix) descontos tarifários – CDE e (x) 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) e IFRS 7 requerem 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) e IFRS 7 também definem 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 das controladas de distribuição terem classificado os respectivos ativos financeiros da concessão como disponíveis 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 respectivos ganhos (perdas) no resultado do exercício de R\$ 204.443 (R\$ 186.148 em 2016), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgados na nota 10 e 25.

Adicionalmente, as principais premissas utilizadas na mensuração do valor justo do derivativo “*zero-cost collar*”, cuja classificação de hierarquia de valor justo é Nível 3, estão divulgadas na nota 33 b.1.

A Companhia registra no consolidado, em “Investimentos ao custo” a participação de 5,94% que a controlada indireta Paulista Lajeado Energia S.A. detém no capital total da Investco S.A., sendo 28.154.140 ações ordinárias e 18.593.070 ações preferenciais, não cotadas em bolsa. O objetivo principal de suas operações é gerar energia elétrica que será comercializada pelos respectivos acionistas detentores da concessão, a Companhia registra o respectivo investimento ao seu valor de custo.

## **b) Instrumentos derivativos**

O Grupo 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. O Grupo 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 pelo Grupo são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos. Adicionalmente, a controlada CPFL Geração contratou em 2015 derivativo do tipo *zero-cost collar* (vide item b.1 abaixo).

Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pelas controladas possuem prazos perfeitamente alinhados com a respectiva dívida protegida, 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 16). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, o Grupo não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

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

Estratégia / Empresa / Contrapartes	Valores de mercado (contábil)			Valores a custo, líquidos (2)	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador	Vencimento final	Nominal
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos					
<b>Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo</b>								
<b>Hedge variação cambial</b>								
<b>CPFL Paulista</b>								
Bank of Tokyo-Mitsubishi	34.627	-	34.627	35.864	(1.237)	Dólar	03/2019	117.400
Bank of America Merrill Lynch	42.466	-	42.466	42.830	(363)	Dólar	09/2018	106.020
Bank of America Merrill Lynch	48.135	-	48.135	48.802	(667)	Dólar	03/2019	116.600
J.P. Morgan	24.067	-	24.067	24.401	(334)	Dólar	03/2019	58.300
J.P. Morgan	13.808	-	13.808	13.659	149	Dólar	01/2019	67.613
Bank of Tokyo-Mitsubishi	14.124	-	14.124	22.015	(7.891)	Dólar	02/2020	142.735
Bank of America Merrill Lynch	89.684	-	89.684	89.289	395	Dólar	02/2018	405.300
Bank of America Merrill Lynch	-	(5.236)	(5.236)	(1.663)	(3.583)	Dólar	10/2018	329.500
Bradesco	-	(5.163)	(5.163)	(4.068)	(1.095)	Dólar	05/2021	59.032
Bank of America Merrill Lynch	-	(4.805)	(4.805)	(4.065)	(750)	Dólar	05/2021	59.032
Citibank	-	(4.971)	(4.971)	(4.062)	(910)	Dólar	05/2021	59.032
Citibank	-	(4.948)	(4.948)	(4.080)	(868)	Dólar	05/2021	59.032
	<b>266.911</b>	<b>(25.124)</b>	<b>241.787</b>	<b>258.941</b>	<b>(17.154)</b>			
<b>CPFL Piratininga</b>								
Citibank	45.457	-	45.457	47.966	(2.509)	Dólar	03/2019	117.250
Bradesco	27.046	-	27.046	27.257	(211)	Dólar	04/2018	55.138
J.P. Morgan	27.050	-	27.050	27.259	(209)	Dólar	04/2018	55.138
Citibank	30.880	-	30.880	35.979	(5.099)	Dólar	01/2020	169.838
BNP Paribas	37.212	-	37.212	36.649	563	Euro	01/2018	175.714
Bradesco	-	(5.163)	(5.163)	(4.068)	(1.095)	Dólar	05/2021	59.032
Bank of America Merrill Lynch	-	(4.805)	(4.805)	(4.065)	(750)	Dólar	05/2021	59.032
Citibank	-	(4.971)	(4.971)	(4.062)	(910)	Dólar	05/2021	59.032
Bank of America Merrill Lynch	-	(2.339)	(2.339)	(2.035)	(304)	Dólar	05/2021	29.516
Citibank	-	(2.474)	(2.474)	(2.040)	(434)	Dólar	05/2021	29.516
	<b>167.645</b>	<b>(19.753)</b>	<b>147.891</b>	<b>158.850</b>	<b>(10.959)</b>			
<b>RGE</b>								
Bank of Tokyo-Mitsubishi	22.785	-	22.785	23.054	(270)	Dólar	04/2018	36.270
Bank of Tokyo-Mitsubishi	101.289	-	101.289	102.467	(1.178)	Dólar	05/2018	168.346
Bank of Tokyo-Mitsubishi	374	-	374	1.313	(939)	Dólar	10/2018	169.260
Bradesco	-	(5.163)	(5.163)	(4.068)	(1.095)	Dólar	05/2021	59.032
Bank of America Merrill Lynch	-	(4.805)	(4.805)	(4.065)	(750)	Dólar	05/2021	59.032
Citibank	-	(4.971)	(4.971)	(4.062)	(910)	Dólar	05/2021	59.032
Bank of America Merrill Lynch	-	(4.678)	(4.678)	(4.070)	(609)	Dólar	05/2021	59.032
	<b>124.448</b>	<b>(19.619)</b>	<b>104.829</b>	<b>110.579</b>	<b>(5.750)</b>			
<b>Companhia Jaguaré de Energia (CPFL Santa Cruz)</b>								
Scotiabank	-	(1.167)	(1.167)	(1.327)	160	Dólar	07/2019	65.936
<b>CPFL Paulista Lojeado</b>								
Itaú	598	-	598	557	41	Dólar	03/2018	35.000
<b>CPFL Brasil</b>								
Scotiabank	-	(1.537)	(1.537)	(1.608)	71	Dólar	08/2018	45.360
Scotiabank	6.243	-	6.243	10.610	(4.367)	Dólar	09/2020	249.989
Scotiabank	3.964	-	3.964	6.674	(2.709)	Dólar	10/2020	150.011
	<b>10.208</b>	<b>(1.537)</b>	<b>8.671</b>	<b>15.676</b>	<b>(7.005)</b>			
<b>CPFL Geração</b>								
Scotiabank	-	(2.070)	(2.070)	(2.355)	286	Dólar	07/2019	117.036
Votorantim	-	(5.339)	(5.339)	(5.316)	(23)	Dólar	06/2019	104.454
Bradesco	-	(103)	(103)	433	(636)	Dólar	09/2019	32.636
Citibank	-	(10.985)	(10.985)	(613)	(10.372)	Dólar	09/2020	397.320
Scotiabank	-	(9.110)	(9.110)	(9.278)	167	Dólar	12/2019	174.525
	-	<b>(27.607)</b>	<b>(27.607)</b>	<b>(17.129)</b>	<b>(10.478)</b>			
<b>Subtotal</b>	<b>569.809</b>	<b>(94.806)</b>	<b>475.004</b>	<b>526.148</b>	<b>(51.145)</b>			
<b>Derivativos de proteção de dívidas não designadas a valor justo</b>								
<b>Hedge variação índice de preços:</b>								
<b>CPFL Geração</b>								
Santander	10.263	-	10.263	8.344	1.919	IPCA	04/2019	35.235
J.P. Morgan	10.263	-	10.263	8.344	1.919	IPCA	04/2019	35.235
	<b>20.525</b>	-	<b>20.525</b>	<b>16.688</b>	<b>3.837</b>			
<b>Hedge variação de taxa de juros (1):</b>								
<b>CPFL Paulista</b>								
J.P. Morgan	1.112	-	1.112	255	857	CDI	02/2021	380.000
Votorantim	380	-	380	87	293	CDI	02/2021	100.000
Santander	401	-	401	92	309	CDI	02/2021	105.000
	<b>1.893</b>	-	<b>1.893</b>	<b>434</b>	<b>1.459</b>			
<b>CPFL Piratininga</b>								
Votorantim	536	-	536	122	414	CDI	02/2021	135.000
Santander	402	-	402	91	310	CDI	02/2021	100.000
	<b>938</b>	-	<b>938</b>	<b>213</b>	<b>724</b>			
<b>RGE</b>								
Votorantim	620	-	620	143	477	CDI	02/2021	170.000
<b>CPFL Geração</b>								
Votorantim	2.088	-	2.088	403	1.685	CDI	08/2020	460.000
	<b>26.063</b>	-	<b>26.063</b>	<b>17.881</b>	<b>8.182</b>			
<b>Outros derivativos (2):</b>								
<b>CPFL Geração</b>								
Itaú	18.126	-	18.126	-	18.126	Dólar	09/2020	19.975
Votorantim	14.948	-	14.948	-	14.948	Dólar	09/2020	19.975
Santander	18.984	-	18.984	-	18.984	Dólar	09/2020	25.248
	<b>52.058</b>	-	<b>52.058</b>	-	<b>52.058</b>			
<b>Total</b>	<b>647.930</b>	<b>(94.806)</b>	<b>553.124</b>	<b>544.029</b>	<b>9.095</b>			
<b>Circulante</b>	<b>444.029</b>	<b>(10.230)</b>						
<b>Não circulante</b>	<b>203.901</b>	<b>(84.576)</b>						

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 16 e 17.

- (1) Os swaps para hedge de taxa de juros possuem validade semestral, assim o valor nocional reduz-se conforme ocorre amortização da dívida.
- (2) Devido às características deste derivativo (zero cost collar) o nocional está apresentado em dólar norte-americano.
- (3) Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nocional refere-se ao saldo principal da dívida original contratada.

	<b>Consolidado</b>			
	<b>Saldo em 31/12/2016</b>	<b>Atualização monetária e cambial e MTM</b>	<b>Liquidação</b>	<b>Saldo em 31/12/2017</b>
<b>Derivativos</b>				
Para dívidas designadas a valor justo	602.476	(189.466)	113.138	526.148
Para dívidas não designadas a valor justo	7.181	(1.175)	11.875	17.881
Outros (zero cost collar)	-	22.372	(22.372)	-
Marcação a mercado (*)	76.679	(67.584)	-	9.095
	<b>686.336</b>	<b>(235.853)</b>	<b>102.641</b>	<b>553.124</b>

(\*) Os efeitos no resultado de 2017 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos são: (i) perda de R\$ 75.649 para as dívidas designadas a valor justo, (ii) ganho de R\$ 13.722 para as dívidas não designadas a valor justo e (iii) perda de R\$ 5.657 para outros derivativos (zero cost collar)

Conforme mencionado acima, algumas controladas optaram por marcar a mercado dívidas para as quais possuem instrumentos derivativos totalmente atrelados (nota 16).

O Grupo 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 de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2017 e 2016, os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado consolidado, registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais:

Empresa	Risco protegido / operação	Ganho (Perda)	
		2017	2016
CPFL Energia	Variação cambial	-	(76.202)
CPFL Energia	Marcação a mercado	-	2.319
CPFL Paulista	Variação de taxas de juros	304	(1.423)
CPFL Paulista	Variação cambial	(89.612)	(802.479)
CPFL Paulista	Marcação a mercado	(25.410)	118.663
CPFL Piratininga	Variação de taxas de juros	175	(661)
CPFL Piratininga	Variação cambial	(19.799)	(358.412)
CPFL Piratininga	Marcação a mercado	(18.999)	48.193
RGE	Variação de taxas de juros	115	(835)
RGE	Variação cambial	(27.237)	(252.321)
RGE	Marcação a mercado	(10.679)	48.915
CPFL Geração	Variação de taxas de juros	852	3.161
CPFL Geração	Variação cambial	(41.793)	(145.933)
CPFL Geração	Marcação a mercado	(6.033)	66.425
CPFL Santa Cruz	Variação cambial	(947)	(6.986)
CPFL Santa Cruz	Marcação a mercado	120	148
CPFL Leste Paulista	Variação cambial	(947)	(1.076)
CPFL Leste Paulista	Marcação a mercado	120	(80)
CPFL Sul Paulista	Variação cambial	(947)	(7.577)
CPFL Sul Paulista	Marcação a mercado	120	170
CPFL Jaguarí	Variação cambial	(947)	(10.236)
CPFL Jaguarí	Marcação a mercado	120	273
Paulista Lajeado Energia	Variação cambial	(2.052)	(11.046)
Paulista Lajeado Energia	Marcação a mercado	66	1.649
CPFL Brasil	Variação cambial	14.567	(13.857)
CPFL Brasil	Marcação a mercado	(7.009)	2.383
CPFL Serviços	Variação cambial	-	(3.420)
CPFL Serviços	Marcação a mercado	-	254
		<b>(235.852)</b>	<b>(1.399.988)</b>

#### b.1) Contratação de derivativo pela CPFL Geração (*zero-cost collar*)

Em 2015, a controlada CPFL Geração contratou operação de compra de opções de venda (*put options*) e venda de opções de compra (*call options*) em dólar, ambas tendo a mesma instituição como contraparte, e que combinadas caracterizam uma operação usualmente conhecida como *zero-cost collar*. A contratação desta operação não apresenta caráter especulativo, tendo como objetivo minimizar eventuais impactos negativos na receita futura do empreendimento controlado em conjunto ENERCAN, que possui contratos de venda de energia com correção anual de parte da tarifa baseada na variação do dólar. Adicionalmente, na visão da Administração, o cenário em 2015 estava favorável para contratação deste tipo de instrumento financeiro, considerando a alta volatilidade implícita nas opções de dólar e o fato de que não há custo inicial para este tipo de operação.

O montante total contratado foi de US\$ 111.817, com vencimentos entre 1º de outubro de 2015 a 30 de setembro de 2020. Em 31 de dezembro de 2017 o montante total contratado é de US\$ 65.197, consideradas as opções já liquidadas até esta data. Os preços de exercício das opções de dólar variam de R\$4,20 a R\$4,40 para as *put options* (opções de venda) e de R\$ 5,40 a R\$7,50 para as *call options* (opções de compra).

Estas opções foram mensuradas a valor justo de forma recorrente conforme requerimentos do IAS 39/CPC 38. O valor justo das opções que são parte desta operação foi calculado com base nas seguintes premissas:

<b>Técnica(s) de avaliação e informações-chave</b>	Foi utilizado o Modelo de <i>Black Scholes</i> de Precificação de Opções, o qual visa obter o preço justo das opções, envolvendo as seguintes variáveis: valor do ativo objeto, preço de exercício da opção, taxa de juros, prazo e volatilidade.
--	---

<b>Informações não observáveis significativas</b>	Volatilidade determinada com base nos cálculos da precificação média do mercado, dólar futuro e outras variáveis aplicáveis a essa operação em específico, com variação média de 19,65%.
<b>Relação entre informações não observáveis e valor justo (sensibilidade)</b>	Um pequeno aumento na volatilidade no longo prazo, analisado isoladamente, resultaria em um aumento não significativo do valor justo. Se a volatilidade fosse 10% mais alta e todas as outras variáveis fossem mantidas constantes, o valor contábil líquido (ativo) reduziria em R\$ 477, resultando em um ativo líquido de R\$ 51.581.

Apresentamos abaixo quadro de conciliação dos saldos iniciais e saldos finais das opções de compra e venda para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, conforme requerido pelo IFRS 13/CPC 46:

	<b>Consolidado</b>		
	<b>Ativo</b>	<b>Passivo</b>	<b>Líquido</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>8.820</b>	<b>(2.440)</b>	<b>6.380</b>
Mensuração a valor justo	65.546	2.440	67.986
Recebimento líquido de caixa pela liquidação dos fluxos	(16.651)	-	(16.651)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>57.715</b>	<b>-</b>	<b>57.715</b>
Mensuração a valor justo	16.715	-	16.715
Recebimento líquido de caixa pela liquidação dos fluxos	(22.372)	-	(22.372)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>52.058</b>	<b>-</b>	<b>52.058</b>

A mensuração ao valor justo destes instrumentos financeiros foi reconhecida no resultado do exercício na rubrica receita financeira, não tendo sido reconhecidos quaisquer efeitos em outros resultados abrangentes.

### c) Análise de sensibilidade

Em consonância com a Instrução CVM nº 475/2008, o Grupo 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 do Grupo. 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 o Grupo está quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, euro, CDI, IGP-M, IPCA, TJLP e SELIC), 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 três cenários distintos seria:

Consolidado					
Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Redução (aumento)		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(4.641.924)		(209.785)	1.003.142	2.216.070
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	4.687.768		211.857	(1.013.050)	(2.237.956)
	<b>45.844</b>	baixa dólar	<b>2.072</b>	<b>(9.908)</b>	<b>(21.886)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(218.814)		(14.978)	43.470	101.918
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	219.694		15.038	(43.645)	(102.328)
	<b>880</b>	baixa euro	<b>60</b>	<b>(175)</b>	<b>(410)</b>
<b>Total</b>	<b>46.724</b>		<b>2.132</b>	<b>(10.083)</b>	<b>(22.296)</b>

Instrumentos	Exposição (US\$ mil)	Risco	Redução (aumento)		
			Depreciação cambial (b)	Depreciação cambial de 25%(c)	Depreciação cambial de 50%(c)
Derivativos zero-cost collar	65.197 (d)	alta dólar	(56.138)	(80.491)	(104.844)

- (a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2017 foi de R\$3,31 para o dólar e R\$ 3,97 para o euro.  
(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A., sendo a taxa de câmbio considerada R\$ 3,46 e R\$ 4,24, e a depreciação cambial de 4,52% e 6,85%, do dólar e do euro respectivamente.  
(c) Conforme requerimento da Instrução CVM n° 475/2008, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela B3 S.A..  
(d) Devido às características deste derivativo (*zero-cost collar*) o nocional está apresentado em dólar norte-americano.

Exceto pelo derivativo zero-cost collar, em função da exposição cambial líquida do dólar e do euro dos demais instrumentos serem um ativo, o risco é baixa do dólar e do euro, portanto, o câmbio é apreciado 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.; IGP-M -0,52% a.a.; TJLP 7,0% a.a.; IPCA 2,76% a.a. e SELIC 9,7% a.a.), os efeitos que seriam registrados nas demonstrações financeiras consolidadas para os próximos 12 meses seria uma despesa financeira líquida de R\$ 764.150 (despesas de CDI R\$ 669.661 e TJLP R\$ 276.141 e receita de SELIC R\$ 36.609, IGP-M R\$ 298 e IPCA R\$ 141.152). Caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o valor da despesa financeira líquida seria impactado em:

Consolidado					
Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Redução (aumento)		
			Cenário I (a)	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	3.770.045		(3.016)	61.169	125.354
Instrumentos financeiros passivos	(8.988.008)		7.190	(145.830)	(298.851)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(4.501.345)		3.601	(73.034)	(149.670)
	<b>(9.719.308)</b>	alta CDI	<b>7.775</b>	<b>(157.695)</b>	<b>(323.167)</b>
Instrumentos financeiros passivos	(57.291)	alta IGP-M	(2.286)	(2.783)	(3.280)
Instrumentos financeiros passivos	(3.944.876)	alta TJLP	9.862	(56.708)	(123.277)
Instrumentos financeiros passivos	(1.311.432)		(14.557)	(1.869)	10.819
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	94.949		1.054	135	(783)
Ativo financeiro da concessão	6.330.681		70.271	9.021	(52.228)
	<b>5.114.198</b>	baixa IPCA	<b>56.768</b>	<b>7.287</b>	<b>(42.192)</b>
Ativos e passivos financeiros setoriais	517.341		(14.692)	(23.565)	(32.437)
Instrumentos financeiros passivos	(139.926)		3.974	6.374	8.773
	<b>377.415</b>	baixa SELIC	<b>(10.718)</b>	<b>(17.191)</b>	<b>(23.664)</b>
<b>Total</b>	<b>(8.229.862)</b>		<b>61.401</b>	<b>(227.090)</b>	<b>(515.580)</b>

- (a) Os índices de CDI, IGP-M, TJLP, IPCA e SELIC considerados de: 6,81%, 3,47%, 6,75%, 3,87% e 6,86% respectivamente, foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.
- (b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação ou redução 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 futuros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que o Grupo deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2017	Nota explicativa	Consolidado							Total
		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	
Fornecedores	15		3.524.624	16.307	7.418	-	-	128.438	3.676.787
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	7,95% a.a	336.256	947.051	2.984.782	5.267.176	1.486.520	2.421.543	13.362.247
Derivativos	33		39	523	14.160	32.258	59.801	-	106.781
Débitos - principal e encargos	17	7,83% a.a	35.930	544.995	1.541.223	5.378.610	1.938.783	1.350.776	10.790.317
Taxas regulamentares	18		581.600	-	-	-	-	-	581.600
Uso do bem público		9,24% a.a	1.645	3.305	14.979	42.579	46.788	149.061	258.357
Outras	22		106.515	56.186	18.212	-	-	62.223	243.136
Consumidores e concessionárias			60.298	25.844	6.926	-	-	44.473	137.541
EFPE / FNDCT / PROCEL			849	3.226	11.286	-	-	-	15.361
Comitês de arrecadação			45.368	27.116	-	-	-	-	72.484
Fundo de reserva			-	-	-	-	-	17.750	17.750
<b>Total</b>			<b>4.586.608</b>	<b>1.568.367</b>	<b>4.580.694</b>	<b>10.720.623</b>	<b>3.530.892</b>	<b>4.112.841</b>	<b>29.019.225</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.

### ( 34 ) COMPROMISSOS

Os compromissos do Grupo relacionados a contratos de longo prazo para compra de energia e para projetos para construção de usinas, em 31 de dezembro de 2017, são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2017	Duração	Consolidado				Total
		Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	
Arrendamentos e aluguéis	até 15 anos	16.579	29.440	25.053	155.169	226.241
Compra de energia (exceto Itaipu)	até 28 anos	10.870.752	18.433.971	17.250.704	41.537.486	88.092.913
Compra de energia de Itaipu	até 28 anos	2.281.157	4.564.825	4.478.641	13.133.756	24.458.379
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	até 32 anos	2.613.587	5.758.898	6.599.478	17.997.838	32.969.801
Prêmio de Risco - Repactuação do Risco Hidrológico	até 30 anos	26.997	13.267	47.284	276.207	363.755
Projetos de construção de usina e subestações	até 3 anos	97.176	11.319	-	-	108.495
Fornecedores de materiais e serviços	até 17 anos	102.441	237.673	244.851	1.005.781	1.590.746
<b>Total</b>		<b>16.008.689</b>	<b>29.049.393</b>	<b>28.646.011</b>	<b>74.106.237</b>	<b>147.810.330</b>

Os projetos para construção de usinas incluem compromissos firmados basicamente para disponibilizar recursos na construção relacionados às controladas do segmento de energia renovável.

**( 35 ) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA**

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
<b>Transações oriundas de combinações de negócios</b>				
Empréstimos, financiamentos e debêntures	-	-	-	(1.156.621)
Ativo financeiro da concessão	-	-	(12.338)	876.281
Ativo intangível	-	-	(22.165)	1.870.268
Ativo imobilizado	-	-	(4.800)	-
Outros ativos (passivos) operacionais líquidos	-	-	-	1.911
	-	-	(39.303)	1.591.839
Caixa adquirido na combinação de negócios	-	-	-	(95.164)
Preço de aquisição pago	-	-	(39.303)	1.496.675
<b>Outras transações</b>				
Aumento de capital com reserva de lucros	-	392.272	-	392.272
Aumento de capital em investidas com AFAC	1.406.520	52.680	-	-
Aumento de capital em investidas com dividendos	-	12.026	-	-
Depósitos judiciais para imobilizado	-	-	4	3.418
Juros capitalizados no imobilizado	-	-	29.817	54.733
Juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição	-	-	20.726	13.349
Reversão de contingências contra intangível	-	-	-	7.591
Pagamento de mútuo com dividendo de minoritários	-	-	259	-
Provisão de custos socioambientais capitalizadas no imobilizado	-	-	41.213	-
Transferência entre ativo imobilizado e outros ativos	-	-	32.600	14.592

Os valores apresentados no grupo “Transações oriundas de combinações de negócios” referem-se aos montantes complementares referente à aquisição da RGE Sul, cuja contabilização final da combinação de negócios se deu em 30 de setembro de 2017, conforme nota 12.5.

**( 36 ) FATO RELEVANTE E EVENTO SUBSEQUENTE****36.1 Emissão de debêntures**

Em janeiro de 2018 foram emitidas, pelas controladas, debêntures simples não conversíveis em ações, com as seguintes condições e detalhes:

Empresa	Emissão	Quantidade emitida	Montante R\$ (mil)	Vencimento	Pagamento de juros	Destinação dos recursos
CPFL Paulista	9ª Emissão – Série Única	1.380.000	1.380.000	Jan/2021	Semestral	Reforço de Capital de Giro
CPFL Piratininga	9ª Emissão – Série Única	215.000	215.000	Jan/2021	Semestral	Reforço de Capital de Giro
RGE	9ª Emissão – Série Única	220.000	220.000	Jan/2021	Semestral	Reforço de Capital de Giro
CPFL Santa Cruz	2ª Emissão – Série Única	190.000	190.000	Jan/2021	Semestral	Reforço de Capital de Giro
CPFL Geração	10ª Emissão – Série Única	190.000	190.000	Dez/2018	Semestral	Reforço de Capital de Giro
CPFL Brasil	4ª Emissão – Série Única	115.000	115.000	Jan/2019	Semestral	Reforço de Capital de Giro
RGE Sul	6ª Emissão – Série Única	520.000 (*)	300.000	Dez/2020	Semestral	Reforço de Capital de Giro
			<u>2.610.000</u>			

(\*) As debêntures foram emitidas em dezembro de 2017, sendo que os recursos foram parcialmente liberados (R\$ 220.000 em dezembro de 2017 e R\$ 300.000 em janeiro de 2018)

---

## **PARECER DO CONSELHO FISCAL**

---

Os membros do Conselho Fiscal da CPFL Energia S.A., no desempenho de suas atribuições legais e estatutárias, examinaram o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras do Exercício Social de 2017 e, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria da Companhia, e nos exames efetuados e considerando o relatório, sem ressalvas dos auditores independentes, KPMG Auditores Independentes, datado de 20 de março de 2018, são de opinião que os referidos documentos estão em condição de serem apreciados e votados pela Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, a ser realizada em 28 de abril de 2018.

**Campinas, 22 de março de 2018.**

**Liu ChengGang**

Presidente

**Jia Jia**

Conselheiro

**Ricardo Florence dos Santos**

Conselheiro

---

## CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

---

**Yuhai Hu**

Presidente

**Daobiao Chen**

Vice-Presidente

**Yang Qu  
Yumeng Zhao**

**Andre Dorf**

**Antonio Kandir  
Marcelo Amaral Moraes**

Conselheiros

---

## DIRETORIA

---

**ANDRE DORF**

Diretor Presidente, acumulando as funções  
de Diretor Vice-Presidente de  
Desenvolvimento de Negócios

**YUMENG ZHAO**

Diretor Presidente Adjunto

**GUSTAVO ESTRELLA**

Diretor Vice-Presidente Financeiro  
e de Relações com Investidores

**GUSTAVO PINTO GACHINEIRO**

Diretor Vice-Presidente Jurídico e  
de Relações Institucionais

**WAGNER LUIZ SCHNEIDER DE FREITAS**

Diretor Vice-Presidente  
de Planejamento e Gestão Empresarial

**LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO**

Diretor Vice-Presidente de Operações Reguladas

**KARIN REGINA LUCHESI**

Diretor Vice-Presidente de Operações de Mercado

---

## DIRETORIA DE CONTABILIDADE

---

**SERGIO LUIS FELICE**

Diretor de Contabilidade  
CT CRC 1SP192767/O-6

# Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Aos Conselheiros e Acionistas da CPFL Energia S.A.  
Campinas - SP

## Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da CPFL Energia S.A. (Companhia), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, 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, individual e consolidada, da CPFL Energia S.A. em 31 de dezembro de 2017, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

## 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 individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, 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.

## 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 individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

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

(Consulte as notas explicativas 3.10 e 25 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas)

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 consolidadas e no valor do investimento registrado pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras individuais, 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 financeiras consolidadas 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 financeiras consolidadas relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 tomadas em conjunto.

#### **b) Valor recuperável (“Impairment”) dos ativos não financeiros**

(Consulte as notas explicativas 3.6, 13 e 14 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas)

A Companhia possui montantes de R\$ 9.787.125 mil e R\$ 10.589.824 mil nas demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2017 relativo ao ativo imobilizado e ativo intangível, respectivamente. A Companhia efetua a análise de existência de indicadores (“triggers”) de perda por redução ao valor recuperável das suas unidades geradoras de caixa (“UGCs”), e realiza testes de recuperabilidade dos ativos para os quais indicadores foram identificados, utilizando-se do método de fluxo de caixa descontado, com base em determinadas premissas. Devido ao grau de julgamento envolvido e ao impacto que eventuais alterações nas premissas poderia ter no valor desses ativos nas demonstrações financeiras consolidadas e no valor do investimento registrado pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras individuais, consideramos esse assunto significativo em nossos trabalhos de auditoria.

##### *Como nossa auditoria conduziu esse assunto*

Avaliamos o desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave relacionados com a preparação e revisão do plano de negócios, orçamentos e análises ao valor recuperável disponibilizadas pela Companhia. Avaliamos a adequação da estimativa preparada pela Companhia, a determinação das UGCs e a metodologia utilizada para a realização do teste de redução ao valor recuperável. Com o auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas, avaliamos a razoabilidade das principais premissas e dados técnicos utilizados pela Companhia para a realização do teste de recuperabilidade de seus ativos, tais como taxa de desconto, volume e preço de venda de energia, períodos de continuidade das operações e gastos para reparação dos equipamentos e comparamos a soma dos fluxos de caixa descontados (valor em uso) e dos valores justos líquidos de despesas de venda com o valor registrado no ativo imobilizado e no ativo intangível da Companhia para determinação do recuperável. Adicionalmente, consideramos também a adequação das divulgações nas demonstrações financeiras consolidadas, relativas às premissas e julgamentos utilizados no teste do valor recuperável de seus ativos.

No decorrer da nossa auditoria identificamos ajustes que afetariam a mensuração e a divulgação do valor recuperável dos ativos não financeiros, os quais não foram registrados pela administração, por terem sido considerados imateriais. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que o valor recuperável dos ativos não financeiros, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras consolidadas relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 tomadas em conjunto.

#### **c) Valor recuperável dos ativos fiscais diferidos**

(Consulte as notas explicativas 3.11 e 9 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas)

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas incluem montantes de R\$ 145.779 mil e R\$ 943.199 mil, respectivamente, relativos a 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 individuais e consolidadas 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 financeiras individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 tomadas em conjunto.

#### **d) Aquisição da AES Sul**

(Consulte as notas explicativas 3.15 e 12.5 às demonstrações financeiras consolidadas)

Durante o exercício de 2016 a Companhia adquiriu a AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. pelo montante de R\$ 1.591 milhões, e reportou os valores provisórios da alocação dos valores justos de ativos e passivos nas demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2016. Em 2017, a Companhia ajustou retrospectivamente os valores provisórios reconhecidos na data de aquisição para refletir as novas informações obtidas relativas a fatos e circunstâncias existentes na data da aquisição. A contabilização de tal aquisição exigiu o uso de estimativas e julgamentos pela Companhia com relação ao tratamento contábil, à determinação do valor justo dos ativos adquiridos e dos passivos assumidos, às divulgações das informações relacionadas a essas transações, bem como à adequação das políticas contábeis relevantes da empresa adquirida. Consequentemente, consideramos a mensuração, contabilização e divulgação dos efeitos da referida aquisição como um principal assunto de auditoria.

##### *Como nossa auditoria conduziu esse assunto*

Avaliamos o desenho, implementação e efetividade operacional dos controles internos chave referentes a identificação dos ativos adquiridos e passivos assumidos e alocação final do preço de compra e registro contábil da alocação do preço e divulgação. Avaliamos com o suporte técnico de nossos especialistas em finanças corporativas, a integridade e exatidão dos modelos de cálculo preparados pela Companhia da Companhia no processo de identificação e valorização definitiva de ativos e passivos. Adicionalmente, com o suporte de nossos especialistas, avaliamos a alocação final dos valores justos do ativo imobilizado. Também avaliamos a adequação das divulgações relacionadas à aquisição e aos ajustes dos valores provisórios reconhecidos na data de aquisição nas demonstrações financeiras consolidadas.

Baseados nos procedimentos de auditoria efetuados para testar os ajustes de mensuração relacionados a aquisição da AES Sul preparadas pela entidade, e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos aceitáveis o reconhecimento e divulgação da combinação de negócios no contexto das demonstrações financeiras consolidadas relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 tomadas em conjunto.

#### **Outros assuntos**

##### ***Demonstrações do valor adicionado***

As demonstrações individuais e consolidadas do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas 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 individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

##### ***Auditoria dos valores correspondentes ao exercício comparativo***

Os valores correspondentes relativos ao balanço patrimonial individual e consolidado em 31 de dezembro de 2016 e as demonstrações individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas 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 financeiras individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas, 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 individuais e consolidadas**

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), 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 individuais e consolidadas, 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 e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

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

### **Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas**

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, 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 individuais e consolidadas, 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 e suas controladas.
- 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 e suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

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

Marcio José dos Santos  
Contador CRC 1SP252906/O-0



## DECLARAÇÃO

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, alterada pela Instrução CVM nº 586, de 8 de junho de 2017, o presidente e os diretores da CPFL Energia S.A, sociedade por ações de capital aberto, com sede na Rodovia Engº Miguel Noel Nascentes Burnier, km 2,5, Parque São Quirino - Campinas - SP - Brasil, inscrita no CNPJ sob nº 02.429.144/0001-93, declaram que:

- a) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da KPMG Auditores Independentes, relativamente às demonstrações financeiras da **CPFL Energia** de 31 de dezembro de 2017;
- b) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da **CPFL Energia** de 31 de dezembro de 2017.

Campinas, 20 de março de 2018.

---

**André Dorf**

Diretor Presidente, acumulando as funções  
de Diretor Vice-Presidente de  
Desenvolvimento de Negócios

---

**Yumeng Zhao**

Diretor Presidente Adjunto

---

**Gustavo Pinto Gachineiro**

Diretor Vice-Presidente Jurídico e  
de Relações Institucionais

---

**Gustavo Estrella**

Diretor Vice-Presidente Financeiro e  
de Relações com Investidores

---

**Wagner Luiz Schneider de Freitas**

Diretor Vice-Presidente de Planejamento e Gestão  
Empresarial

---

**Karin Regina Luchesi**

Diretor Vice-Presidente de Operações de Mercado

---

**Luis Henrique Ferreira Pinto**

Diretor Vice-Presidente de  
Operações Reguladas