

**Campinas, 27 de março de 2018** – A CPFL Energia S.A. (B3: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 4T17/2017**. As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas em bases consolidadas e de acordo com a legislação aplicável. As comparações referem-se ao 4T16/2016, salvo indicação contrária.

## CPFL ENERGIA ANUNCIA OS RESULTADOS DE 2017

Indicadores (R\$ Milhões)	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	16.827	15.484	8,7%	65.576	56.988	15,1%
Mercado Cativo	11.464	11.038	3,9%	45.358	41.278	9,9%
Cliente Livre	5.363	4.446	20,6%	20.218	15.711	28,7%
Receita Operacional Bruta	11.093	8.596	29,1%	40.053	30.785	30,1%
Receita Operacional Líquida	7.460	5.512	35,3%	26.745	19.112	39,9%
EBITDA <sup>(1)</sup>	1.366	1.004	36,0%	4.864	4.126	17,9%
Lucro Líquido	498	137	262,6%	1.243	879	41,4%
Investimentos <sup>(2)</sup>	694	694	0,03%	2.617	2.289	14,3%

Notas:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12. Vide cálculo no item 4.6 deste relatório;

(2) Inclui investimento relacionado à construção de linhas de transmissão da CPFL Transmissão Morro Agudo que, de acordo com o IFRIC 12, está registrado como "Ativos Financeiros da Concessão" (ativo não circulante). Não inclui obrigações especiais.

### DESTAQUES 2017

- **Aumento da carga** na área de concessão **(+2,2%)**;
- Aumentos de **39,9% na Receita Operacional Líquida** e de **17,9% no EBITDA**;
- Investimentos de **R\$ 694 milhões** no 4T17 e de **R\$ 2.617 milhões** em 2017;
- Dívida líquida *pro forma* de **R\$ 14,5 bilhões** e alavancagem de **3,20x Dívida Líquida/EBITDA pro forma**;
- **Integração** da RGE Sul;
- **Agrupamento** das concessões das distribuidoras **CPFL Santa Cruz, CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista e CPFL Mococa**;
- **OPA de Tag Along da CPFL Energia**: leilão ocorreu em 30/nov/17; State Grid passou a deter 94,75% das ações de emissão da CPFL Energia.

#### Teleconferência em Português com Tradução Simultânea para o Inglês (Q&A Bilíngue)

- Quarta-feira, 28 de março de 2018 – 11h00 (Brasília), 10h00 (ET)
- ☎ Português: 55-11-3193-1001 ou 55-11-2820-4001 (Brasil)
- ☎ Inglês: 1-800-492-3904 (EUA) e 1-646-828-8246 (Outros Países)

#### Área de Relações com Investidores

55-19-3756-8458  
[ri@cpfl.com.br](mailto:ri@cpfl.com.br)  
[www.cpfl.com.br/ri](http://www.cpfl.com.br/ri)

## ÍNDICE

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE .....	4
2) VENDAS DE ENERGIA.....	6
2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras.....	6
2.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão.....	8
2.1.2) Vendas no Mercado Cativo .....	8
2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres).....	9
2.2) Capacidade Instalada da Geração.....	10
3) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS .....	11
3.1) Consolidação da CPFL Renováveis.....	13
3.2) Consolidação da RGE Sul.....	13
3.3) Apresentação do Desempenho Econômico-Financeiro.....	13
3.4) Consolidação das Transmissoras .....	13
4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO.....	14
4.1) Abertura do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio.....	14
4.2) Reclassificação do Ativo Financeiro da Concessão .....	15
4.3) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.....	15
4.4) Receita Operacional .....	16
4.5) Custo com Energia Elétrica .....	17
4.6) Custos e Despesas Operacionais.....	19
4.7) EBITDA.....	23
4.8) Resultado Financeiro.....	23
4.9) Lucro Líquido.....	26
5) ENDIVIDAMENTO.....	27
5.1) Dívida (IFRS).....	27
5.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros .....	28
5.2.1) Cronograma de Amortização da Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros .....	28
5.2.2) Indexação e Custo da Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros.....	29
5.3) Dívida Líquida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros e Alavancagem .....	30
6) INVESTIMENTOS .....	31
6.1) Investimentos Realizados .....	31
6.2) Investimentos Previstos .....	31
7) DESTINAÇÃO DO RESULTADO.....	32
8) MERCADO DE CAPITALIS.....	33
8.1) Desempenho das Ações .....	33
8.2) Volume Médio Diário .....	33
9) GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	34
10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA.....	35
10.1) Transação State Grid .....	35
10.2) Agrupamento das Distribuidoras .....	36
11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO.....	37
11.1) Segmento de Distribuição .....	37
11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro .....	37
11.1.1.1) Reclassificação da Atualização do Ativo Financeiro da Concessão.....	37
11.1.1.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais .....	37

11.1.1.3) Receita Operacional.....	38
11.1.1.4) Custo com Energia Elétrica.....	40
11.1.1.5) Custos e Despesas Operacionais.....	43
11.1.1.6) EBITDA.....	46
11.1.1.7) Resultado Financeiro.....	46
11.1.1.8) Lucro Líquido.....	49
11.1.2) Eventos Tarifários.....	49
11.1.3) Indicadores Operacionais.....	51
11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços.....	53
11.2.1) Segmento de Comercialização.....	53
11.2.2) Segmento de Serviços.....	53
11.3) Segmento de Geração Convencional.....	54
11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....	54
11.3.1.1) Receita Operacional.....	54
11.3.1.2) Custo com Energia Elétrica.....	55
11.3.1.3) Custos e Despesas Operacionais.....	56
11.3.1.4) Equivalência Patrimonial.....	57
11.3.1.5) EBITDA.....	58
11.3.1.6) Resultado Financeiro.....	59
11.3.1.7) Lucro Líquido.....	60
11.4) CPFL Renováveis.....	61
11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....	61
11.4.1.1) Variações na DRE da CPFL Renováveis.....	61
11.4.1.2) Receita Operacional.....	61
11.4.1.3) Custo com Energia Elétrica.....	62
11.4.1.4) Custos e Despesas Operacionais.....	63
11.4.1.5) EBITDA.....	63
11.4.1.6) Resultado Financeiro.....	64
11.4.1.7) Lucro Líquido.....	65
11.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%.....	65
12) ANEXOS.....	66
12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia.....	66
12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	67
12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia.....	68
12.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	69
12.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional.....	70
12.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis.....	71
12.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição.....	72
12.8) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (sem RGE Sul).....	73
12.9) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora.....	74
12.10) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh).....	76
12.11) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	77
12.12) Reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA Pro Forma da CPFL Energia para fins de cálculo dos <i>covenants</i> financeiros.....	78

## 1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

Iniciamos mais um importante ciclo para o Grupo CPFL Energia – acontecimentos e transformações marcaram o ano de 2017.

O ambiente econômico e de negócios no Brasil, após três anos de crise, apresentou sinais de melhoria, com redução da inflação, diminuição das taxas de juros e início de recuperação em diversos setores da economia. Ainda assim, restam desafios ligados à situação fiscal do País e à elevada taxa de desemprego verificada no período, entre outros.

No setor de Energia, o ano foi guiado por uma agenda construtiva. Além das iniciativas de consolidação e expansão, inúmeras foram as discussões em torno da proposta de reforma do marco regulatório (Consulta Pública 33) que, além de corrigir desequilíbrios do nosso setor, moderniza a regulação em aspectos sensíveis para a sociedade, incluindo temas como o incentivo ao uso de novas tecnologias, novos modelos de negócios, inserção da microgeração distribuída, redes inteligentes, expansão das energias renováveis, etc.

Além das mudanças na economia e no setor Elétrico, vivemos uma importante transição na Companhia, após a conclusão do processo de venda do controle acionário do Grupo CPFL para a chinesa State Grid. Maior empresa de energia elétrica do mundo, nosso novo acionista controlador possui profundo conhecimento do setor Elétrico, desenvolve e aplica tecnologias de ponta e possui em seu DNA uma visão estratégica de longo prazo. Estas características, aliadas ao trabalho e à dedicação de nossas equipes, facilitaram a integração de ambas as culturas, de forma a mantermos nossos times engajados e focados na gestão das operações e investimentos ao longo do ano.

Em 2017, seguimos em nossa busca pela excelência na prestação de serviços e em novas soluções aos nossos clientes. Fomos uma das empresas do Setor que mais investiu no Brasil, com cerca de R\$ 2,6 bilhões aplicados nos diversos negócios do Grupo: realizamos o maior investimento da história da Companhia na base de ativos de Distribuição, a entrega da Subestação de Morro Agudo, a operação do complexo de geração eólica Pedra Cheirosa (CE) e ainda a construção de 42km de Linha de Transmissão para a Sabesp, no Sistema Produtor São Lourenço, que assegurará uma fonte extra de abastecimento de água para toda região metropolitana de São Paulo.

Ao mesmo tempo, concluímos a integração da RGE Sul (RS), lançamos a ENVO, empresa dedicada ao mercado de geração distribuída solar, e o projeto CPFL Inova que, por meio da parceria com *start-ups* e *scale-ups*, nos ajudará no desenvolvimento de novas soluções para nossos negócios e clientes.

Não menos importantes foram os nossos esforços para a promoção da cultura de Segurança, uma questão inegociável para nós. Colocamos no ar a campanha Chega de Choque, a fim de conscientizar a população sobre os riscos de convivência inadequada com a rede elétrica e contribuir para a prevenção de acidentes.

Outro ponto a ser destacado foi a consolidação do Instituto CPFL como nossa plataforma de investimentos sociais, com ações estruturadas em cinco frentes: cultura, esporte, educação, gestão pública e desenvolvimento comunitário. Realizamos projetos que beneficiaram diretamente mais de 100 mil pessoas, em 96 municípios.

Mesmo diante de todos esses desafios e transformações, nos concentramos na performance operacional de nossos negócios, na gestão de nossos ativos e investimentos, e na disciplina financeira do Grupo. Obtivemos um aumento de 17,9% no EBITDA, totalizando R\$ 4,9 bilhões, e um lucro líquido de R\$ 1,2 bilhão, o que representa um aumento de 41,4% em relação ao ano anterior. Também alcançamos a redução do custo de dívida e da nossa alavancagem. Esse cenário justificou a elevação da nossa nota de crédito para 'AAA (bra)', pela agência de rating Fitch.

Dedicamos, também, especial atenção aos nossos colaboradores neste período. Iniciamos um processo de reformulação da nossa Universidade Corporativa, com o objetivo de desenvolver os nossos mais de 12 mil profissionais, para que eles trilhem um caminho ainda mais próspero na CPFL e sejam protagonistas desta nova era, marcada pela revolução tecnológica e por novos modelos de negócios e consumo. Fruto do cuidado com nossas pessoas, obtivemos ótimos

resultados na pesquisa de clima organizacional *Great Place to Work*, o que demonstra a motivação e o orgulho de nossos colaboradores.

Essencial à gestão e aos processos dos nossos negócios, aprimoramos a nossa Plataforma de Sustentabilidade para o ciclo 2018-2022, que já nasce integrada aos princípios do Pacto Global e aos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas (ONU). Tudo para que possamos fortalecer nossa visão de longo prazo e o nosso portfólio de ativos e negócios, ambos ligados à nova economia.

Estas são algumas das iniciativas e conquistas que nos deixam muito orgulhosos. Sinto que estamos mais preparados para continuarmos construindo nosso futuro e seguirmos como protagonistas do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro.

**Andre Dorf**

Presidente da CPFL Energia

## 2) VENDAS DE ENERGIA

### 2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras

Vendas na Área de Concessão - GWh						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Mercado Cativo	11.464	11.038	3,9%	45.358	41.278	9,9%
Cliente Livre	5.363	4.446	20,6%	20.218	15.711	28,7%
<b>Total</b>	<b>16.827</b>	<b>15.484</b>	<b>8,7%</b>	<b>65.576</b>	<b>56.988</b>	<b>15,1%</b>

Vendas na Área de Concessão (sem RGE Sul) - GWh						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Mercado Cativo	9.882	9.886	-0,04%	38.586	40.125	-3,8%
Cliente Livre	4.824	4.146	16,3%	18.141	15.411	17,7%
<b>Total</b>	<b>14.706</b>	<b>14.032</b>	<b>4,8%</b>	<b>56.727</b>	<b>55.536</b>	<b>2,1%</b>

Nota: A RGE Sul passou a ser consolidada em novembro de 2016. Para mais informações, vide item 3.2 deste relatório.

No 4T17, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 16.827 GWh, um aumento de 8,7%, devido principalmente à aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, as vendas na área de concessão totalizariam 14.706 GWh, um aumento de 4,8%.

As vendas para o mercado cativo totalizaram 11.464 GWh no 4T17, um aumento de 3,9%, devido principalmente à aquisição da RGE Sul; desconsiderando o efeito dessa aquisição, as vendas para o mercado cativo totalizariam 9.882 GWh, uma redução de 0,04%. Já a quantidade de energia, em GWh, correspondente ao consumo dos clientes livres na área de atuação das distribuidoras do grupo, faturada por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), atingiu 5.363 GWh no 4T17, um aumento de 20,6%, devido principalmente à aquisição da RGE Sul; desconsiderando o efeito dessa aquisição, a quantidade de energia faturada por meio da TUSD atingiria 4.824 GWh, um aumento de 16,3%.

Em 2017, as vendas na área de concessão totalizaram 65.576 GWh, um aumento de 15,1%. Desconsiderando o efeito da aquisição da RGE Sul, as vendas na área de concessão totalizariam 56.727 GWh, um aumento de 2,1%.

As vendas para o mercado cativo totalizaram 45.358 GWh em 2017, um aumento de 9,9%, devido principalmente à aquisição da RGE Sul; desconsiderando o efeito dessa aquisição, as vendas para o mercado cativo totalizariam 38.586 GWh, uma redução de 3,8%. Já a quantidade de energia faturada por meio da TUSD atingiu 20.218 GWh em 2017, um aumento de 28,7%, devido principalmente à aquisição da RGE Sul; desconsiderando o efeito dessa aquisição, a quantidade de energia faturada por meio da TUSD atingiria 18.141 GWh, um aumento de 17,7%.

Vendas na Área de Concessão - GWh								
	4T17	4T16	Var.	Part.	2017	2016	Var.	Part.
Residencial	4.866	4.450	9,3%	28,9%	19.122	16.473	16,1%	29,2%
Industrial	6.316	5.769	9,5%	37,5%	24.346	21.571	12,9%	37,1%
Comercial	2.820	2.612	7,9%	16,8%	10.921	9.785	11,6%	16,7%
Outros	2.826	2.653	6,5%	16,8%	11.187	9.160	22,1%	17,1%
<b>Total</b>	<b>16.827</b>	<b>15.484</b>	<b>8,7%</b>	<b>100,0%</b>	<b>65.576</b>	<b>56.988</b>	<b>15,1%</b>	<b>100,0%</b>

Vendas na Área de Concessão (sem RGE Sul) - GWh								
	4T17	4T16	Var.	Part.	2017	2016	Var.	Part.
Residencial	4.237	4.024	5,3%	28,8%	16.465	16.046	2,6%	29,0%
Industrial	5.622	5.323	5,6%	38,2%	21.531	21.125	1,9%	38,0%
Comercial	2.509	2.406	4,3%	17,1%	9.652	9.578	0,8%	17,0%
Outros	2.337	2.280	2,5%	15,9%	9.080	8.787	3,3%	16,0%
<b>Total</b>	<b>14.706</b>	<b>14.032</b>	<b>4,8%</b>	<b>100,0%</b>	<b>56.727</b>	<b>55.536</b>	<b>2,1%</b>	<b>100,0%</b>

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.10.

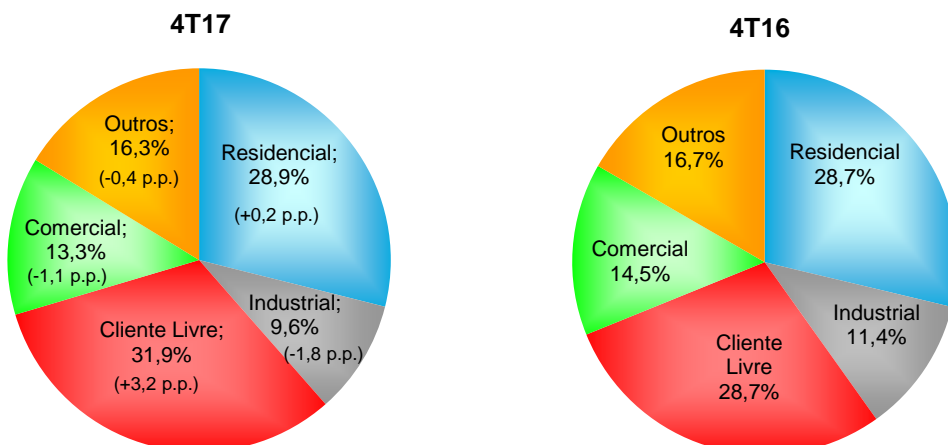
Destacam-se no 4T17, na área de concessão:

- **Classes residencial e comercial (28,9% e 16,8% das vendas totais, respectivamente):** aumentos de 9,3% e 7,9%, respectivamente, influenciados pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, teríamos aumentos de 5,3% e 4,3%, respectivamente, refletindo a baixa base comparativa de 2016, bem como a retomada da atividade econômica. Destaque na classe residencial para crescimento de 2,1% do CPC (Consumo por Consumidor - KWh/CU/mês), pelo segundo trimestre consecutivo.
- **Classe industrial (37,5% das vendas totais):** aumento de 9,5%, influenciado pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, teríamos um aumento de 5,6%, refletindo o desempenho positivo das principais atividades industriais na área de concessão da CPFL Energia.

Destacam-se em 2017, na área de concessão:

- **Classes residencial e comercial (29,2% e 16,7% das vendas totais, respectivamente):** aumentos de 16,1% e 11,6%, respectivamente, influenciados pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, teríamos aumentos de 2,6% e 0,8%, respectivamente, refletindo a lenta retomada da atividade econômica;
- **Classe industrial (37,1% das vendas totais):** aumento de 12,9%, influenciado pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, teríamos um aumento de 1,9%, também refletindo a lenta retomada da atividade econômica.

## 2.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 4T16 para o 4T17.

## 2.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Residencial	4.866	4.450	9,3%	19.122	16.473	16,1%
Industrial	1.618	1.767	-8,4%	6.557	7.182	-8,7%
Comercial	2.244	2.239	0,2%	8.828	8.686	1,6%
Outros	2.736	2.582	6,0%	10.852	8.937	21,4%
<b>Total</b>	<b>11.464</b>	<b>11.038</b>	<b>3,9%</b>	<b>45.358</b>	<b>41.278</b>	<b>9,9%</b>

Vendas no Mercado Cativo (sem RGE Sul) - GWh						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Residencial	4.237	4.024	5,3%	16.465	16.046	2,6%
Industrial	1.423	1.605	-11,4%	5.664	7.020	-19,3%
Comercial	1.973	2.048	-3,7%	7.707	8.495	-9,3%
Outros	2.249	2.209	1,8%	8.750	8.564	2,2%
<b>Total</b>	<b>9.882</b>	<b>9.886</b>	<b>-0,04%</b>	<b>38.586</b>	<b>40.125</b>	<b>-3,8%</b>

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 12.11.

O aumento de 3,9% (426 GWh) nas vendas para o mercado cativo, de 11.038 GWh no 4T16 para 11.464 GWh no 4T17, foi influenciado pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, as vendas para o mercado cativo totalizariam 9.882 GWh no 4T17, uma redução de 0,04%, devido principalmente ao desempenho das classes industrial (-11,4%) e comercial (-3,7%), refletindo a migração de clientes para o mercado livre.

O aumento de 9,9% (4.080 GWh) nas vendas para o mercado cativo, de 41.278 GWh em 2016 para 45.358 GWh em 2017, foi influenciado pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, as vendas para o mercado cativo totalizariam 38.586 GWh em 2017, uma redução de 3,8% (1.539 GWh), devido principalmente ao desempenho das classes industrial (-19,3%) e comercial (-9,3%), também refletindo a migração de clientes para o mercado livre.



### 2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres)

Cliente Livre - GWh						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Industrial	4.698	4.002	17,4%	17.789	14.389	23,6%
Comercial	576	373	54,4%	2.093	1.099	90,5%
Outros	90	72	25,2%	335	223	50,6%
<b>Total</b>	<b>5.363</b>	<b>4.446</b>	<b>20,6%</b>	<b>20.218</b>	<b>15.711</b>	<b>28,7%</b>

Cliente Livre (sem RGE Sul) - GWh						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Industrial	4.199	3.717	13,0%	15.867	14.104	12,5%
Comercial	536	358	49,9%	1.944	1.084	79,4%
Outros	88	72	23,2%	329	223	47,9%
<b>Total</b>	<b>4.824</b>	<b>4.146</b>	<b>16,3%</b>	<b>18.141</b>	<b>15.411</b>	<b>17,7%</b>

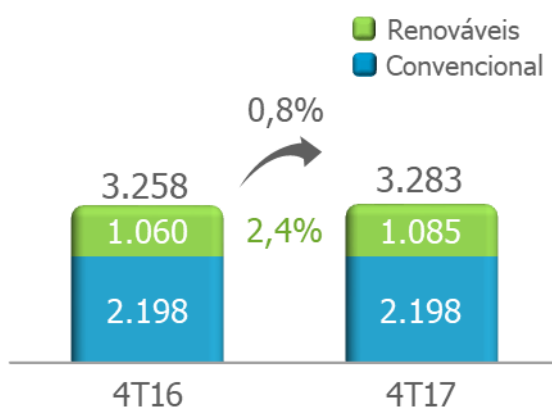
Cliente Livre por Distribuidora - GWh						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
CPFL Paulista	2.554	2.215	15,3%	9.504	8.125	17,0%
CPFL Piratininga	1.535	1.301	18,0%	5.809	4.953	17,3%
RGE	594	532	11,6%	2.319	1.987	16,7%
CPFL Santa Cruz	38	21	78,2%	131	62	109,3%
CPFL Jaguari	50	35	42,7%	185	111	67,5%
CPFL Mococa	10	7	38,6%	37	29	28,8%
CPFL Leste Paulista	16	15	9,0%	61	57	7,0%
CPFL Sul Paulista	27	20	33,3%	95	87	9,1%
RGE Sul (*)	540	300	79,8%	2.077	300	592,4%
<b>Total</b>	<b>5.363</b>	<b>4.446</b>	<b>20,6%</b>	<b>20.218</b>	<b>15.711</b>	<b>28,7%</b>

Nota: (\*) Considera a quantidade de energia faturada por meio da TUSD do 4T17 e 2017.

## 2.2) Capacidade Instalada da Geração

No 4T17, a capacidade instalada de Geração do grupo CPFL Energia, considerando sua participação em cada um dos projetos, alcança 3.283 MW, representando uma expansão de 0,8% em relação ao 4T16. Esse aumento deve-se ao início da operação comercial dos Complexos Eólicos Campo dos Ventos, São Benedito e Pedra Cheirosa.

### Capacidade Instalada da Geração | MW



Nota: Considera a participação da CPFL Energia na CPFL Renováveis de 51,6%.

### 3) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As participações societárias detidas pela CPFL Energia nas controladas e controladas em conjunto, direta ou indiretamente, estão descritas nas tabelas a seguir. Com exceção: (i) pelas controladas em conjunto ENERCAN, BAESA, Foz do Chapecó e EPASA, que a partir de 1º de janeiro de 2013, deixaram de ser consolidadas e passaram a ser 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 de 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.

Desde 1º de novembro de 2016 a CPFL Energia passou a fazer a consolidação integral da RGE Sul.

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 Jaguarí de Energia ("CPFL Santa Cruz") (d)	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo, Paraná e Minas Gerais	45	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	Capacidade instalada	
					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)	1,295	688
CERAN - Companhia Energética Rio das Antas ("CERAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 65%	Rio Grande do Sul	3 Hidrelétricas	360	234
Foz do Chapecó Energia S.A. ("Foz do Chapecó")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51% (b)	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	855	436
Campos Novos Energia S.A. ("ENERCAN")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 48,72%	Santa Catarina	1 Hidrelétrica	880	429
BAESA - Energética Barra Grande S.A. ("BAESA")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 25,01%	Santa Catarina e Rio Grande do Sul	1 Hidrelétrica	690	173
Centrais Elétricas da Paraíba S.A. ("EPASA")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 53,34%	Paraíba	2 Térmelétricas	342	182
Paulista Lajeado Energia S.A. ("Paulista Lajeado")	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 59,93% (c)	Tocantins	1 Hidrelétrica	903	63
CPFL Energias Renováveis S.A. ("CPFL Renováveis")	Sociedade por ações de capital aberto	Indireta 51,61%	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2	Vide item 11.4.2
CPFL Centrais Geradoras Ltda. ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo	6 CGHs	4	4

Transmissão	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Transmissão Piracicaba S.A. ("CPFL Transmissão Piracicaba")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	São Paulo
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	São Paulo

**Notas:**

- (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 da UHE Cariobinha e UTE Carioba encontram-se desativados enquanto aguardam posicionamento do Ministério das Minas e Energia sobre o encerramento antecipado de sua concessão e não constam no quadro.
- (b) O empreendimento controlado em conjunto Chapecoense possui como controlada direta a Foz do Chapecó, e consolida suas demonstrações financeiras de forma integral;
- (c) A Paulista Lajeado possui 7% de participação na potência instalada da Investco S.A (5,94% de participação no capital social total);
- (d) Em 31 de dezembro de 2017 foi aprovada a incorporação das controladas Companhia Luz e Força Santa Cruz, Companhia Leste Paulista de Energia, Companhia Jaguarí de Energia, Companhia Sul Paulista de Energia e Companhia Luz e Força de Mococa na empresa Companhia Jaguarí de Energia, cujo nome fantasia passou a ser " CPFL Santa Cruz".

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%

Prestação de serviços	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
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 ESCO")	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%

Outros	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Jaguarí de Geração de Energia Ltda. ("Jaguarí 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%

### 3.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 31 de dezembro de 2017, a CPFL Energia detinha participação indireta de 51,6% do capital social da CPFL Renováveis, por meio da CPFL Geração.

A CPFL Renováveis é consolidada em todas as demonstrações financeiras da CPFL Energia desde 1º de agosto de 2011, de forma integral (100%) linha a linha, sendo a parcela dos acionistas não-controladores destacada após o fechamento do lucro líquido na Demonstração de Resultados, em “lucro líquido atribuído aos acionistas não-controladores” e no Patrimônio Líquido, em linha de mesmo nome.

### 3.2) Consolidação da RGE Sul

Em 31 de dezembro de 2017, a CPFL Energia detinha a seguinte participação no capital social da RGE Sul: 76,3893%, diretamente, e 23,4561%, indiretamente, por meio da CPFL Brasil. A RGE Sul é consolidada em todas as demonstrações financeiras da CPFL Energia desde 1º de novembro de 2016, de forma integral (100%) linha a linha.

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

### 3.3) Apresentação do Desempenho Econômico-Financeiro

De acordo com a orientação da SEC (*U.S. Securities and Exchange Commission*) e conforme os itens 100(a) e (b) da *Regulation G*, com a divulgação dos resultados do 4T16/2016, a fim de evitar a divulgação de medidas *non-GAAP*, passamos a não mais divulgar o desempenho econômico-financeiro considerando a consolidação proporcional dos projetos de geração e o ajuste dos números por itens não-recorrentes, focando a divulgação no critério do IFRS. Apenas no capítulo 5, do Endividamento, é que continuamos apresentando as informações no critério dos *covenants* financeiros, considerando que a devida conciliação com os números no critério do IFRS estão apresentadas no item 12.12 deste relatório.

### 3.4) Consolidação das Transmissoras

A partir do 4T17, as controladas CPFL Transmissão Piracicaba e CPFL Transmissão Morro Agudo são consolidadas nas demonstrações financeiras do segmento “Geração Convencional”.

## 4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	11.093	8.596	<b>29,1%</b>	40.053	30.785	<b>30,1%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>7.460</b>	<b>5.512</b>	<b>35,3%</b>	<b>26.745</b>	<b>19.112</b>	<b>39,9%</b>
Custo com Energia Elétrica	(4.696)	(3.237)	45,1%	(16.902)	(11.200)	50,9%
Custos e Despesas Operacionais	(1.844)	(1.735)	6,2%	(6.822)	(5.389)	26,6%
Resultado do Serviço	920	539	70,6%	3.022	2.523	19,8%
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>1.366</b>	<b>1.004</b>	<b>36,0%</b>	<b>4.864</b>	<b>4.126</b>	<b>17,9%</b>
Resultado Financeiro	(290)	(454)	-36,1%	(1.488)	(1.453)	2,3%
Lucro Antes da Tributação	689	196	251,8%	1.847	1.381	33,8%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>498</b>	<b>137</b>	<b>262,6%</b>	<b>1.243</b>	<b>879</b>	<b>41,4%</b>

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12. Vide cálculo no item 4.6 deste relatório.

### 4.1) Abertura do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio

DRE por segmento de negócio - CPFL Energia (R\$ milhões)								
	Distribuição	Geração Convencional	Geração Renovável	Comercialização	Serviços	Outros	Eliminações	Total
<b>4T17</b>								
Receita operacional líquida	5.733	360	543	1.044	132	(66)	(287)	<b>7.460</b>
Custos e despesas operacionais	(5.065)	(125)	(189)	(991)	(105)	35	287	<b>(6.153)</b>
Depreciação e amortização	(194)	(31)	(155)	(1)	(5)	(0)	-	<b>(387)</b>
<b>Resultado do serviço</b>	<b>474</b>	<b>205</b>	<b>199</b>	<b>53</b>	<b>21</b>	<b>(31)</b>	-	<b>920</b>
Equivalência patrimonial	-	60	-	-	-	-	-	<b>60</b>
<b>EBITDA</b>	<b>668</b>	<b>295</b>	<b>354</b>	<b>53</b>	<b>27</b>	<b>(31)</b>	-	<b>1.366</b>
Resultado financeiro	(89)	(63)	(134)	(3)	2	(3)	-	<b>(290)</b>
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	385	201	64	50	23	(34)	-	<b>689</b>
Imposto de renda e contribuição social	(64)	1	(24)	(15)	(6)	(84)	-	<b>(192)</b>
<b>Lucro (prejuízo) líquido</b>	<b>320</b>	<b>203</b>	<b>40</b>	<b>35</b>	<b>17</b>	<b>(118)</b>	-	<b>498</b>
<b>4T16 (Reapresentado)</b>								
Receita operacional líquida	4.332	263	509	609	102	20	(324)	<b>5.512</b>
Custos e despesas operacionais	(3.960)	(59)	(239)	(550)	(85)	(48)	324	<b>(4.618)</b>
Depreciação e amortização	(170)	(34)	(146)	(1)	(3)	(1)	-	<b>(355)</b>
<b>Resultado do serviço</b>	<b>202</b>	<b>171</b>	<b>123</b>	<b>58</b>	<b>14</b>	<b>(29)</b>	-	<b>539</b>
Equivalência patrimonial	-	110	-	-	-	-	-	<b>110</b>
<b>EBITDA</b>	<b>372</b>	<b>315</b>	<b>270</b>	<b>59</b>	<b>17</b>	<b>(28)</b>	-	<b>1.004</b>
Resultado financeiro	(201)	(96)	(141)	(7)	2	(11)	-	<b>(454)</b>
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	1	185	(18)	51	17	(40)	-	<b>196</b>
Imposto de renda e contribuição social	(21)	(24)	(6)	(17)	(4)	14	-	<b>(59)</b>
<b>Lucro (prejuízo) líquido</b>	<b>(20)</b>	<b>161</b>	<b>(24)</b>	<b>33</b>	<b>13</b>	<b>(26)</b>	-	<b>137</b>
<b>Variação</b>								
Receita operacional líquida	32,3%	37,0%	6,8%	71,4%	29,2%	-	-11,3%	<b>35,3%</b>
Custos e despesas operacionais	27,9%	112,9%	-21,1%	80,0%	24,0%	-	-11,3%	<b>33,2%</b>
Depreciação e amortização	14,5%	-8,4%	6,1%	-28,3%	83,1%	-94,9%	-	<b>9,1%</b>
<b>Resultado do serviço</b>	<b>134,1%</b>	<b>19,9%</b>	<b>61,7%</b>	<b>-9,0%</b>	<b>49,2%</b>	<b>8,2%</b>	-	<b>70,6%</b>
Equivalência patrimonial	-	-46,0%	-	-	-	-	-	<b>-46,0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>79,5%</b>	<b>-6,2%</b>	<b>31,5%</b>	<b>-9,3%</b>	<b>55,0%</b>	<b>11,4%</b>	-	<b>36,0%</b>
Resultado financeiro	-55,7%	-34,6%	-4,5%	-59,5%	-18,6%	-74,9%	-	<b>-36,1%</b>
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	26166,3%	8,9%	-	-1,7%	39,5%	-14,9%	-	<b>251,8%</b>
Imposto de renda e contribuição social	200,2%	-	272,0%	-11,7%	58,8%	-	-	<b>226,4%</b>
<b>Lucro (prejuízo) líquido</b>	-	<b>26,1%</b>	-	<b>3,5%</b>	<b>33,6%</b>	<b>359,6%</b>	-	<b>262,6%</b>

Nota: uma análise do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio é apresentada no capítulo 11.

DRE por segmento de negócio - CPFL Energia (R\$ milhões)								
	Distribuição	Geração Convencional	Geração Renovável	Comercialização	Serviços	Outros	Eliminações	Total
<b>2017</b>								
Receita operacional líquida	21.077	1.190	1.959	3.414	486	1	(1.382)	26.745
Custos e despesas operacionais	(18.842)	(304)	(737)	(3.243)	(398)	(51)	1.382	(22.194)
Depreciação e amortização	(764)	(123)	(617)	(3)	(20)	(2)	-	(1.529)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>1.471</b>	<b>763</b>	<b>605</b>	<b>168</b>	<b>68</b>	<b>(52)</b>	-	<b>3.022</b>
Equivalência patrimonial	-	312	-	-	-	-	-	312
<b>EBITDA</b>	<b>2.234</b>	<b>1.200</b>	<b>1.222</b>	<b>171</b>	<b>87</b>	<b>(50)</b>	-	<b>4.864</b>
Resultado financeiro	(566)	(329)	(511)	(33)	4	(53)	-	(1.488)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	904	747	94	135	72	(105)	-	1.847
Imposto de renda e contribuição social	(300)	(96)	(74)	(45)	(17)	(73)	-	(604)
<b>Lucro (prejuízo) líquido</b>	<b>605</b>	<b>652</b>	<b>20</b>	<b>90</b>	<b>55</b>	<b>(178)</b>	-	<b>1.243</b>
<b>2016 (Reapresentado)</b>								
Receita operacional líquida	15.040	1.003	1.673	2.087	400	69	(1.160)	19.112
Custos e despesas operacionais	(13.195)	(205)	(680)	(1.924)	(322)	(133)	1.160	(15.298)
Depreciação e amortização	(591)	(127)	(553)	(4)	(13)	(3)	-	(1.291)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>1.254</b>	<b>672</b>	<b>440</b>	<b>159</b>	<b>65</b>	<b>(67)</b>	-	<b>2.523</b>
Equivalência patrimonial	-	311	-	-	-	-	-	311
<b>EBITDA</b>	<b>1.845</b>	<b>1.110</b>	<b>993</b>	<b>163</b>	<b>78</b>	<b>(63)</b>	-	<b>4.126</b>
Resultado financeiro	(551)	(380)	(535)	7	5	(1)	-	(1.453)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	703	603	(95)	166	71	(68)	-	1.381
Imposto de renda e contribuição social	(296)	(99)	(46)	(53)	(17)	9	-	(501)
<b>Lucro (prejuízo) líquido</b>	<b>407</b>	<b>505</b>	<b>(141)</b>	<b>112</b>	<b>54</b>	<b>(58)</b>	-	<b>879</b>
<b>Variação</b>								
Receita operacional líquida	40,1%	18,7%	17,1%	63,6%	21,3%	-98,2%	19,1%	39,9%
Custos e despesas operacionais	42,8%	48,2%	8,5%	68,5%	23,6%	-61,5%	19,1%	45,1%
Depreciação e amortização	29,2%	-2,7%	11,5%	-19,2%	53,5%	-31,1%	-	18,4%
<b>Resultado do serviço</b>	<b>17,3%</b>	<b>13,7%</b>	<b>37,4%</b>	<b>5,6%</b>	<b>3,4%</b>	<b>-21,8%</b>	-	<b>19,8%</b>
Equivalência patrimonial	-	0,3%	-	-	-	-	-	0,3%
<b>EBITDA</b>	<b>21,1%</b>	<b>8,0%</b>	<b>23,0%</b>	<b>5,0%</b>	<b>11,7%</b>	<b>-21,3%</b>	-	<b>17,9%</b>
Resultado financeiro	2,9%	-13,4%	-4,5%	-	-22,3%	6729,2%	-	2,3%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	28,6%	23,8%	-	-18,6%	1,4%	55,9%	-	33,8%
Imposto de renda e contribuição social	1,3%	-2,9%	60,1%	-16,3%	-0,1%	-	-	20,4%
<b>Lucro (prejuízo) líquido</b>	<b>48,5%</b>	<b>29,0%</b>	<b>-</b>	<b>-19,6%</b>	<b>1,9%</b>	<b>206,0%</b>	-	<b>41,4%</b>

Nota: uma análise do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio é apresentada no capítulo 11.

## 4.2) Reclassificação do Ativo Financeiro da Concessão

A Companhia e suas controladas de distribuição de energia elétrica, objetivando a melhor apresentação de seu desempenho operacional e financeiro concluíram que o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de cada distribuidora, originalmente apresentado na rubrica de receita financeira, no resultado financeiro, deve ser mais adequadamente classificado no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim. Esta alocação reflete de forma mais acurada o modelo de negócio de distribuição de energia elétrica e propicia uma melhor apresentação quanto ao seu desempenho.

Conforme as orientações do CPC 23 / IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, a Companhia e suas Controladas alteraram sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o desempenho dos negócios da Companhia e suas controladas e, portanto, procederam às reclassificações de forma retrospectiva em suas demonstrações do resultado de 2016.

## 4.3) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 4T17, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 852 milhões, comparado a um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 342 milhões no 4T16, uma variação de R\$ 1.194 milhões. Em 2017, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 1.901 milhões, comparado a um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 2.095 milhões em 2016, uma variação de R\$ 3.996 milhões.

Em 31 de dezembro de 2017, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 517 milhões, comparado a um saldo negativo de R\$ 107 milhões em 30 de setembro de 2017 e

um saldo negativo de R\$ 915 milhões em 31 de dezembro de 2016.

Conforme estabelecido pela regulação aplicável, eventuais ativos ou passivos financeiros setoriais devem ser incorporados à tarifa das distribuidoras nos seus respectivos eventos tarifários anuais.

#### 4.4) Receita Operacional

No 4T17, a receita operacional bruta atingiu R\$ 11.093 milhões, representando um aumento de 29,1% (R\$ 2.498 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.634 milhões no 4T17, representando um aumento de 17,8% (R\$ 550 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 7.460 milhões no 4T17, registrando um aumento de 35,3% (R\$ 1.948 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 1.401 milhões, devido principalmente à aquisição da RGE Sul (para maiores detalhes, vide item 11.1.1.2);
- Aumento de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 435 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 97 milhões;
- Aumento de R\$ 37 milhões, devido a eliminações;
- Aumento de receita na CPFL Renováveis, no montante de R\$ 34 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 30 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Redução de receita em Outros, no montante de R\$ 86 milhões.

Em 2017, a receita operacional bruta atingiu R\$ 40.053 milhões, representando um aumento de 30,1% (R\$ 9.269 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 13.309 milhões em 2017, representando um aumento de 14,0% (R\$ 1.636 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 26.745 milhões em 2017, registrando um aumento de 39,9% (R\$ 7.633 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 6.037 milhões, devido principalmente à aquisição da RGE Sul (para maiores detalhes, vide item 11.1.1.2);
- Aumento de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 1.327 milhões;
- Aumento de receita na CPFL Renováveis, no montante de R\$ 286 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 187 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 85 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 222 milhões, devido a eliminações;
- Redução de receita em Outros, no montante de R\$ 68 milhões.



## 4.5) Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Energia Comprada para Revenda</b>						
Energia de Itaipu Binacional	587	513	14,5%	2.351	2.026	16,0%
Energia de Curto Prazo / PROINFA	244	100	144,1%	560	270	107,6%
Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado e Contratos Bilaterais	3.903	2.581	51,2%	14.269	8.542	67,1%
Crédito de PIS e COFINS	(428)	(290)	47,7%	(1.563)	(988)	58,2%
<b>Total</b>	<b>4.306</b>	<b>2.904</b>	<b>48,3%</b>	<b>15.617</b>	<b>9.849</b>	<b>58,6%</b>
<b>Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição</b>						
Encargos da Rede Básica	554	232	138,5%	1.542	834	84,8%
Encargos de Transporte de Itaipu	63	14	336,0%	160	53	200,3%
Encargos de Conexão	32	27	15,8%	123	85	44,3%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	10	11	-6,2%	39	39	1,9%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	(229)	81	-	(453)	363	-
Encargos de Energia de Reserva - EER	(0)	0	-	(0)	107	-
Crédito de PIS e COFINS	(39)	(32)	19,5%	(126)	(130)	-2,8%
<b>Total</b>	<b>390</b>	<b>333</b>	<b>17,2%</b>	<b>1.284</b>	<b>1.351</b>	<b>-5,0%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>4.696</b>	<b>3.237</b>	<b>45,1%</b>	<b>16.902</b>	<b>11.200</b>	<b>50,9%</b>

Custo com Energia Elétrica (sem RGE Sul) (R\$ Milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Energia Comprada para Revenda</b>						
Energia de Itaipu Binacional	489	452	8,2%	1.959	1.966	-0,3%
Energia de Curto Prazo / PROINFA	189	91	108,6%	455	260	74,7%
Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado e Contratos Bilaterais	3.491	2.335	49,5%	12.565	8.295	51,5%
Crédito de PIS e COFINS	(377)	(261)	44,2%	(1.363)	(959)	42,1%
<b>Total</b>	<b>3.792</b>	<b>2.616</b>	<b>44,9%</b>	<b>13.615</b>	<b>9.561</b>	<b>42,4%</b>
<b>Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição</b>						
Encargos da Rede Básica	463	204	126,8%	1.279	806	58,6%
Encargos de Transporte de Itaipu	53	13	311,4%	133	52	158,5%
Encargos de Conexão	22	22	1,6%	84	79	6,1%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	10	10	3,0%	39	38	4,5%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	(163)	74	-	(387)	356	-
Encargos de Energia de Reserva - EER	(32)	0	-	(0)	107	-
Crédito de PIS e COFINS	(31)	(28)	10,7%	(98)	(125)	-21,8%
<b>Total</b>	<b>322</b>	<b>295</b>	<b>9,2%</b>	<b>1.051</b>	<b>1.313</b>	<b>-20,0%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>4.114</b>	<b>2.912</b>	<b>41,3%</b>	<b>14.666</b>	<b>10.875</b>	<b>34,9%</b>

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

No 4T17, o custo com energia elétrica, composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 4.696 milhões, registrando um aumento de 45,1% (R\$ 1.459 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 4.306 milhões no 4T17, um aumento de 48,3% (R\$ 1.402 milhões), devido aos seguintes fatores:
  - (i) Impacto da inclusão da RGE Sul na nossa consolidação no 4T17 e em novembro e dezembro de 2016, após a conclusão da aquisição desta empresa em 31 de outubro de 2016. O acréscimo no custo total da energia comprada para revenda com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação em outubro de 2016) foi de R\$ 226 milhões;
  - (ii) Aumento de 49,5% (R\$ 1.156 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais, devido aos aumentos de 41,7% no preço médio de

compra (R\$ 251,59/MWh no 4T17 vs. R\$ 177,60/MWh no 4T16) e de 5,5% (727 GWh) na quantidade de energia comprada;

- (iii) Aumento de 108,6% (R\$ 98 milhões) na compra de energia no mercado de curto prazo/custo com PROINFA;
- (iv) Aumento de 8,2% (R\$ 37 milhões) no custo com energia de Itaipu, devido ao aumento de 11,7% no preço médio de compra (R\$ 197,38/MWh no 4T17 vs. R\$ 176,66/MWh no 4T16), parcialmente compensado pela redução de 3,1% (81 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensados por:

- (v) Aumento de 44,2% (R\$ 116 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 390 milhões no 4T17, um aumento de 17,2% (R\$ 57 milhões), devido aos seguintes fatores:
    - (i) Impacto da inclusão da RGE Sul na nossa consolidação no 4T17 e em novembro e dezembro de 2016, após a conclusão da aquisição desta empresa em 31 de outubro de 2016. O acréscimo nos encargos totais de uso do sistema de transmissão e distribuição com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação em outubro de 2016) foi de R\$ 30 milhões;
    - (ii) Aumento de 126,8% (R\$ 259 milhões) nos encargos da rede básica;
    - (iii) Aumento de 311,4% (R\$ 40 milhões) nos encargos de transporte de Itaipu;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Variação de R\$ 237 milhões nos Encargos de Serviço de Sistema – ESS, passando de uma despesa de R\$ 74 milhões no 4T16 para uma receita de R\$ 163 milhões no 4T17;
- (v) Receita (recebimento de recursos financeiros) de R\$ 32 milhões no 4T17, relacionada aos Encargos de Energia de Reserva – EER;
- (vi) Aumento de 10,7% (R\$ 3 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos.

Em 2017, o custo com energia elétrica, composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 16.902 milhões, registrando um aumento de 50,9% (R\$ 5.701 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 15.617 milhões em 2017, um aumento de 58,6% (R\$ 5.768 milhões), devido aos seguintes fatores:
  - (i) Impacto da inclusão da RGE Sul na nossa consolidação em 2017 e em novembro e dezembro de 2016, após a conclusão da aquisição desta empresa em 31 de outubro de 2016. O acréscimo no custo total da energia comprada para revenda com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação entre janeiro e outubro de 2016) foi de R\$ 1.714 milhões;
  - (ii) Aumento de 51,5% (R\$ 4.270 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais, devido aos aumentos de 35,0% no preço médio de compra (R\$ 224,14/MWh em 2017 vs. R\$ 166,05/MWh em 2016) e de 12,2% (6.105 GWh) na quantidade de energia comprada;
  - (iii) Aumento de 74,7% (R\$ 194 milhões) na compra de energia no mercado de curto prazo/custo com PROINFA;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Aumento de 42,1% (R\$ 404 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia;
  - (v) Redução de 0,3% (R\$ 7 milhões) no custo com energia de Itaipu, devido à redução de 3,4% (348 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensada pelo aumento de 3,2% no preço médio de compra (R\$ 199,58/MWh em 2017 vs. R\$ 193,39/MWh em 2016).
- Os encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição foram de R\$ 1.284 milhões em 2017, uma redução de 5,0% (R\$ 67 milhões), devido aos seguintes fatores:
    - (i) Variação de R\$ 743 milhões nos Encargos de Serviço de Sistema – ESS, passando de uma despesa de R\$ 356 milhões em 2016 para uma receita de R\$ 387 milhões em 2017;
    - (ii) Despesa (desembolso de recursos financeiros) de R\$ 107 milhões em 2016, relacionada aos Encargos de Energia de Reserva – EER;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Impacto da inclusão da RGE Sul na nossa consolidação em 2017 e em novembro e dezembro de 2016, após a conclusão da aquisição desta empresa em 31 de outubro de 2016. O acréscimo nos encargos totais de uso do sistema de transmissão e distribuição com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação entre janeiro e outubro de 2016) foi de R\$ 195 milhões;
- (iv) Aumento de 58,6% (R\$ 473 milhões) nos encargos da rede básica;
- (v) Aumento de 158,5% (R\$ 82 milhões) nos encargos de transporte de Itaipu;
- (vi) Redução de 21,8% (R\$ 27 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos;
- (vii) Aumento de R\$ 7 milhões nos encargos de conexão e de uso do sistema de distribuição.

#### 4.6) Custos e Despesas Operacionais

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.844 milhões no 4T17, comparado a R\$ 1.735 milhões no 4T16, um aumento de 6,2% (R\$ 108 milhões). Em 2017, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 6.822 milhões, comparado a R\$ 5.389 milhões em 2016, um aumento de 26,6% (R\$ 1.432 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

## **PMSO**

PMSO Reportado (R\$ milhões)								
	4T17	4T16	Variação		2017	2016	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
<b>PMSO Reportado</b>								
Pessoal	(379)	(321)	(58)	18,2%	(1.377)	(1.094)	(283)	25,9%
Material	(68)	(46)	(22)	47,4%	(250)	(190)	(60)	31,6%
Serviços de Terceiros	(179)	(188)	9	-4,8%	(727)	(651)	(76)	11,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(210)	(265)	55	-20,7%	(753)	(734)	(18)	2,5%
<i>PDD</i>	(36)	(46)	10	-21,8%	(155)	(176)	21	-12,1%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(61)	(44)	(17)	38,9%	(188)	(182)	(6)	3,6%
<i>Outros</i>	(113)	(175)	62	-35,2%	(409)	(376)	(33)	8,8%
<b>Total PMSO Reportado</b>	<b>(836)</b>	<b>(819)</b>	<b>(16)</b>	<b>2,0%</b>	<b>(3.107)</b>	<b>(2.669)</b>	<b>(438)</b>	<b>16,4%</b>
<b>PMSO RGE Sul</b>								
Pessoal	(44)	(33)	(11)	34,8%	(161)	(33)	(129)	394,7%
Material	(7)	(6)	(2)	34,3%	(30)	(6)	(25)	449,9%
Serviços de Terceiros	(42)	(22)	(19)	87,6%	(135)	(22)	(113)	507,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(17)	(33)	15	-47,2%	(77)	(33)	(45)	137,6%
<i>PDD</i>	(6)	(5)	(1)	26,2%	(29)	(5)	(23)	458,8%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	3	(11)	14	-125,8%	9	(11)	20	-181,2%
<i>Outros</i>	(14)	(16)	3	-16,8%	(58)	(16)	(41)	253,8%
<b>Total PMSO RGE Sul</b>	<b>(110)</b>	<b>(93)</b>	<b>(17)</b>	<b>18,6%</b>	<b>(404)</b>	<b>(93)</b>	<b>(311)</b>	<b>334,9%</b>
<b>PMSO (-) RGE Sul</b>								
Pessoal	(335)	(288)	(47)	16,3%	(1.216)	(1.061)	(155)	14,6%
Material	(61)	(41)	(20)	49,1%	(219)	(184)	(35)	19,0%
Serviços de Terceiros	(137)	(166)	28	-17,1%	(592)	(629)	37	-5,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(193)	(232)	39	-16,9%	(675)	(702)	26	-3,8%
<i>PDD</i>	(30)	(41)	11	-27,8%	(127)	(171)	45	-26,1%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(64)	(33)	(31)	95,0%	(197)	(171)	(27)	15,6%
<i>Outros</i>	(100)	(158)	59	-37,1%	(351)	(360)	8	-2,3%
<b>Total PMSO (-) RGE Sul</b>	<b>(726)</b>	<b>(727)</b>	<b>1</b>	<b>-0,1%</b>	<b>(2.703)</b>	<b>(2.577)</b>	<b>(127)</b>	<b>4,9%</b>

O item PMSO atingiu R\$ 836 milhões no 4T17, comparado a R\$ 819 milhões no 4T16, um aumento de 2,0% (R\$ 16 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) **Pessoal** - aumento de 18,2% (R\$ 58 milhões), devido principalmente a:
- ✓ Aumento no segmento de Serviços devido à expansão da CPFL Serviços, CPFL Atende, Nect, Authi e CPFL Eficiência (R\$ 21 milhões);
  - ✓ Efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 12 milhões);

- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 11 milhões);
  - ✓ Aumento no segmento de Geração Renovável (R\$ 4 milhões);
  - ✓ Outros efeitos (R\$ 10 milhões);
- (ii) **Material** - aumento de 47,4% (R\$ 22 milhões), devido principalmente a:
- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 2 milhões);
  - ✓ Aumento no segmento de Geração Renovável (R\$ 6 milhões);
  - ✓ Reposição de materiais para manutenção de linhas e redes, no segmento de Distribuição (R\$ 6 milhões);
  - ✓ Aumento no segmento de Serviços (R\$ 3 milhões);
  - ✓ Outros efeitos (R\$ 5 milhões);
- (iii) **Serviços de terceiros** - redução de 4,8% (R\$ 9 milhões), devido principalmente a:
- ✓ Redução no segmento de Geração Renovável (R\$ 24 milhões);
  - ✓ Redução no segmento de Serviços (R\$ 3 milhões);
  - ✓ Outros efeitos (R\$ 1 milhão);
- Parcialmente compensados por:
- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 19 milhões);
- (iv) **Outros custos/despesas operacionais** – redução de 20,7% (R\$ 55 milhões), devido principalmente a:
- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 15 milhões);
  - ✓ Aumento da perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (R\$ 73 milhões);
  - ✓ Redução de 27,8% na provisão para devedores duvidosos (R\$ 11 milhões);
  - ✓ Outros efeitos (R\$ 13 milhões);
- Parcialmente compensados por:
- ✓ Aumento de 95,0% nas despesas legais e judiciais (R\$ 31 milhões).

Em 2017, o item PMSO atingiu R\$ 3.107 milhões, comparado a R\$ 2.669 milhões em 2016, um aumento de 16,4% (R\$ 438 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

- (i) **Pessoal** - aumento de 25,9% (R\$ 283 milhões), devido principalmente a:
- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 129 milhões);
  - ✓ Aumento no segmento de Serviços devido à expansão da CPFL Serviços, CPFL Atende, Nect, CPFL Total, Authi e CPFL Eficiência (R\$ 76 milhões);
  - ✓ Efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 61 milhões);
  - ✓ Aumento no segmento de Geração Renovável (R\$ 12 milhões);
  - ✓ Outros efeitos (R\$ 5 milhões);

- (ii) **Material** - aumento de 31,6% (R\$ 60 milhões), devido principalmente a:
- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 25 milhões);
  - ✓ Aumento no segmento de Geração Renovável (R\$ 16 milhões);
  - ✓ Reposição de materiais para manutenção de linhas e redes, no segmento de Distribuição (R\$ 14 milhões);
  - ✓ Outros efeitos (R\$ 5 milhões);
- (iii) **Serviços de terceiros** - aumento de 11,7% (R\$ 76 milhões), devido principalmente a:
- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 113 milhões);
- Parcialmente compensados por:
- ✓ Redução no segmento de Geração Renovável (R\$ 10 milhões);
  - ✓ Outros efeitos (R\$ 27 milhões).
- (iv) **Outros custos/despesas operacionais** – aumento de 2,5% (R\$ 18 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 45 milhões);
  - ✓ Aumento de 15,6% nas despesas legais e judiciais (R\$ 27 milhões);
- Parcialmente compensados por:
- ✓ Redução de 26,1% na provisão para devedores duvidosos (R\$ 45 milhões);
  - ✓ Outros efeitos (R\$ 8 milhões).

### **Demais custos e despesas operacionais**

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.008 milhões no 4T17, comparado a R\$ 916 milhões no 4T16, registrando um aumento de 10,0% (R\$ 92 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 57 milhões);
- Aumento de 2,7% (R\$ 13 milhões) no item **Custos com Construção da Infraestrutura**;
- Aumento de 10,5% (R\$ 2 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2017;
- Aumento de 7,2% (R\$ 19 milhões) no item **Depreciação e Amortização**;
- Aumento de 0,9% (R\$ 1 milhão) no item **Amortização do Intangível da Concessão**.

Em 2017, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 3.715 milhões, comparado a R\$ 2.720 milhões em 2016, registrando um aumento de 36,6% (R\$ 995 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 490 milhões);
- Aumento de 29,2% (R\$ 376 milhões) no item **Custos com Construção da Infraestrutura**;
- Aumento de 38,7% (R\$ 29 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2017;
- Aumento de 9,6% (R\$ 97 milhões) no item **Depreciação e Amortização**;

- Aumento de 1,1% (R\$ 3 milhões) no item **Amortização do Intangível da Concessão**.

#### 4.7) EBITDA

No 4T17, o **EBITDA** atingiu R\$ 1.366 milhões, comparado a R\$ 1.004 milhões no 4T16, registrando um aumento de 36,0% (R\$ 362 milhões). Em 2017, o **EBITDA** atingiu R\$ 4.864 milhões, comparado a R\$ 4.126 milhões em 2016, registrando um aumento de 17,9% (R\$ 738 milhões).

O EBITDA é calculado conforme a Instrução CVM 527/12 e demonstrado na tabela abaixo:

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>498</b>	<b>137</b>	<b>262,6%</b>	<b>1.243</b>	<b>879</b>	<b>41,4%</b>
Depreciação e Amortização	387	355		1.530	1.292	
Resultado Financeiro	290	454		1.488	1.453	
Imposto de Renda / Contribuição Social	192	59		604	501	
<b>EBITDA</b>	<b>1.366</b>	<b>1.004</b>	<b>36,0%</b>	<b>4.864</b>	<b>4.126</b>	<b>17,9%</b>

#### 4.8) Resultado Financeiro

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado. No entanto, os impactos causados pela aquisição da RGE Sul no resultado da CPFL Energia (em função de redução de Caixa e aumento de Endividamento para *funding* da aquisição, entre outros) não foram excluídos em nossas análises.

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Receitas</b>						
Rendas de Aplicações Financeiras	74	183	-59,7%	457	667	-31,5%
Acréscimos e Multas Moratórias	62	71	-13,1%	265	246	7,9%
Atualização de Créditos Fiscais	5	5	-9,3%	20	32	-39,4%
Atualização de Depósitos Judiciais	10	8	14,3%	50	35	40,5%
Atualizações Monetárias e Cambiais	11	16	-32,9%	61	148	-58,7%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	7	3	158,9%	16	16	1,2%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	-	(18)	-100,0%	-	33	-100,0%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(11)	(18)	-39,8%	(48)	(63)	-23,6%
PIS e COFINS sobre JCP	(26)	(1)	2146,2%	(28)	(2)	1096,1%
Outros	41	19	112,4%	87	88	-1,1%
<b>Total</b>	<b>171</b>	<b>268</b>	<b>-36,1%</b>	<b>880</b>	<b>1.201</b>	<b>-26,7%</b>
<b>Despesas</b>						
Encargos de Dívidas	(340)	(495)	-31,4%	(1.661)	(1.811)	-8,3%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(104)	(188)	-44,9%	(540)	(703)	-23,2%
(-) Juros Capitalizados	8	16	-46,8%	51	68	-25,8%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(2)	(8)	-80,2%	(82)	(25)	228,3%
Uso do Bem Público - UBP	(3)	(2)	36,6%	(8)	(15)	-46,2%
Outros	(21)	(44)	-51,8%	(127)	(168)	-24,3%
<b>Total</b>	<b>(461)</b>	<b>(722)</b>	<b>-36,1%</b>	<b>(2.368)</b>	<b>(2.654)</b>	<b>-10,8%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(290)</b>	<b>(454)</b>	<b>-36,1%</b>	<b>(1.488)</b>	<b>(1.453)</b>	<b>2,3%</b>

Resultado Financeiro (sem RGE Sul) (R\$ Milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Receitas</b>						
Rendas de Aplicações Financeiras	70	180	-61,0%	441	665	-33,6%
Acréscimos e Multas Moratórias	50	61	-17,2%	211	236	-10,3%
Atualização de Créditos Fiscais	5	5	-9,3%	20	32	-39,4%
Atualização de Depósitos Judiciais	9	8	6,7%	47	35	32,0%
Atualizações Monetárias e Cambiais	10	18	-42,5%	60	149	-59,9%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	7	3	158,9%	16	16	1,2%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	-	(14)	-100,0%	-	36	-100,0%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(11)	(15)	-26,2%	(48)	(60)	-19,3%
PIS e COFINS sobre JCP	(26)	(1)	2146,2%	(28)	(2)	1096,1%
Outros	40	18	119,7%	82	87	-5,6%
<b>Total</b>	<b>154</b>	<b>262</b>	<b>-41,1%</b>	<b>801</b>	<b>1.195</b>	<b>-32,9%</b>
<b>Despesas</b>						
Encargos de Dívidas	(314)	(467)	-32,7%	(1.527)	(1.783)	-14,4%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(99)	(182)	-45,8%	(517)	(697)	-25,8%
(-) Juros Capitalizados	8	15	-48,5%	48	68	-29,6%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(4)	(8)	-48,6%	(66)	(25)	165,1%
Uso do Bem Público - UBP	(3)	(2)	36,6%	(8)	(15)	-46,2%
Outros	(18)	(39)	-52,7%	(111)	(163)	-32,0%
<b>Total</b>	<b>(431)</b>	<b>(683)</b>	<b>-36,9%</b>	<b>(2.182)</b>	<b>(2.615)</b>	<b>-16,6%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(277)</b>	<b>(421)</b>	<b>-34,3%</b>	<b>(1.381)</b>	<b>(1.421)</b>	<b>-2,8%</b>

No 4T17, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 290 milhões, uma redução de 36,1% (R\$ 164 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 454 milhões, registrada no 4T16.

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro são:

- Receitas Financeiras: redução de 36,1% (R\$ 97 milhões), passando de R\$ 268 milhões no 4T16 para R\$ 171 milhões no 4T17, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Redução de 61,0% (R\$ 110 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, devido às reduções no CDI e no saldo médio de aplicações;
  - (ii) Aumento de R\$ 25 milhões no **PIS e COFINS sobre JCP** (reduzidor de receita);
  - (iii) Redução de 17,2% (R\$ 10 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**;
  - (iv) Redução de 42,5% (R\$ 7 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido às reduções: (a) de R\$ 11 milhões com o derivativo *zero-cost collar*<sup>1</sup>, passando de um ganho de R\$ 6 milhões no 4T16 para uma perda de R\$ 5 milhões no 4T17; e (b) de R\$ 4 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; parcialmente compensadas pelos aumentos: (c) de R\$ 6 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da ANEEL; e (d) de R\$ 2 milhões em outras atualizações monetárias e cambiais;

Parcialmente compensado por:

- (v) Impacto da inclusão da **RGE Sul** na nossa consolidação no 4T17 e em novembro e dezembro de 2016, após a conclusão da aquisição desta empresa em 31 de outubro de

<sup>1</sup> 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 era favorável para a contratação deste tipo de instrumento financeiro, considerando a alta volatilidade implícita nas opções de dólar e o fato de que não havia custo inicial para este tipo de operação.



2016. O acréscimo na receita financeira total com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação em outubro de 2016) foi de R\$ 11 milhões;

- (vi) Aumento de 119,7% (R\$ 22 milhões) em **outras receitas financeiras**;
  - (vii) Redução de R\$ 14 milhões na **atualização do ativo financeiro setorial** (reduzidor de receita);
  - (viii) Redução de 26,2% (R\$ 4 milhões) no **PIS e COFINS sobre Outras Receitas Financeiras** (reduzidor de receita);
  - (ix) Aumento de 158,9% (R\$ 4 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;
  - (x) Aumento de 6,7% (R\$ 1 milhão) na **atualização de depósitos judiciais**.
- Despesas Financeiras: redução de 36,1% (R\$ 261 milhões), passando de R\$ 722 milhões no 4T16 para R\$ 461 milhões no 4T17, devido principalmente aos seguintes fatores:
    - (i) Impacto da inclusão da **RGE Sul** na nossa consolidação no 4T17 e em novembro e dezembro de 2016, após a conclusão da aquisição desta empresa em 31 de outubro de 2016. A redução na despesa financeira total com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação em outubro de 2016) foi de R\$ 8 milhões;
    - (ii) Redução de 32,7% (R\$ 153 milhões) dos **encargos de dívida em moeda local**, devido principalmente à redução do CDI;
    - (iii) Redução de 45,8% (R\$ 83 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
      - (a) à redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 89 milhões); e (b) ao efeito positivo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 1 milhão); parcialmente compensadas pelo efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 7 milhões);
    - (iv) Redução de 52,7% (R\$ 21 milhões) em **outras despesas financeiras**;
    - (v) Redução de 48,6% (R\$ 4 milhões) na **atualização do passivo financeiro setorial**;  
Parcialmente compensado por:
      - (vi) Redução de 48,5% (R\$ 7 milhões) nos **juros capitalizados** (reduzidor de despesa);
      - (vii) Aumento de 36,6% (R\$ 1 milhão) nas **despesas financeiras de UBP**.

Em 2017, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 1.488 milhões, um aumento de 2,3% (R\$ 34 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 1.453 milhões, registrada em 2016.

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro são:

- Receitas Financeiras: redução de 26,7% (R\$ 320 milhões), passando de R\$ 1.201 milhões em 2016 para R\$ 880 milhões em 2017, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Redução de 33,6% (R\$ 224 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, devido às reduções no CDI e no saldo médio de aplicações;
  - (ii) Redução de 59,9% (R\$ 89 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido às reduções: (a) de R\$ 49 milhões no ganho com o derivativo *zero-cost collar*<sup>1</sup>; (b) de R\$ 36 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; e (c) de R\$ 8 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da ANEEL; parcialmente compensadas pelo aumento de R\$ 5 milhões em outras atualizações monetárias e cambiais;
  - (iii) Redução de R\$ 36 milhões na **atualização do ativo financeiro setorial**;

- (iv) Aumento de R\$ 25 milhões no **PIS e COFINS sobre JCP** (reductor de receita);
- (v) Redução de 10,3% (R\$ 24 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**;
- (vi) Redução de 39,4% (R\$ 13 milhões) na **atualização de créditos fiscais**;
- (vii) Redução de 5,6% (R\$ 5 milhões) em **outras receitas financeiras**;

Parcialmente compensado por:

- (viii) Impacto da inclusão da **RGE Sul** na nossa consolidação em 2017 e em novembro e dezembro de 2016, após a conclusão da aquisição desta empresa em 31 de outubro de 2016. O acréscimo na receita financeira total com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação entre janeiro e outubro de 2016) foi de R\$ 73 milhões;
  - (ix) Redução de 19,3% (R\$ 12 milhões) no **PIS e COFINS sobre Outras Receitas Financeiras** (reductor de receita);
  - (x) Aumento de 32,0% (R\$ 11 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**.
- Despesas Financeiras: redução de 10,8% (R\$ 286 milhões), passando de R\$ 2.654 milhões em 2016 para R\$ 2.368 milhões em 2017, devido principalmente aos seguintes fatores:
    - (i) Redução de 14,4% (R\$ 256 milhões) dos **encargos de dívida em moeda local**, devido principalmente à redução do CDI;
    - (ii) Redução de 25,8% (R\$ 180 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
      - (a) à redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 225 milhões); parcialmente compensada pelo: (b) efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 36 milhões); e (c) efeito negativo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 9 milhões);
    - (iii) Redução de 32,0% (R\$ 52 milhões) em **outras despesas financeiras**;
    - (iv) Redução de 46,2% (R\$ 7 milhões) nas **despesas financeiras de UBP**;

Parcialmente compensado por:

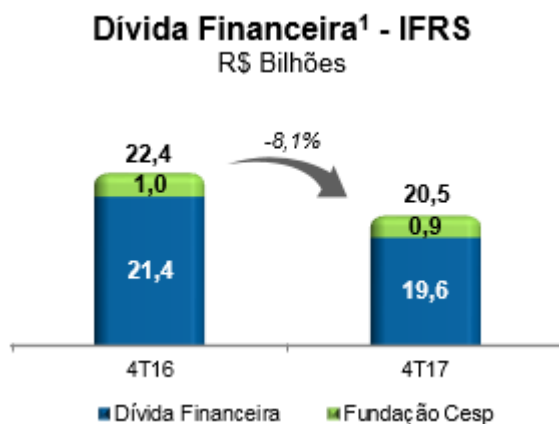
- (v) Impacto da inclusão da **RGE Sul** na nossa consolidação em 2017 e em novembro e dezembro de 2016, após a conclusão da aquisição desta empresa em 31 de outubro de 2016. O acréscimo na despesa financeira total com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação entre janeiro e outubro de 2016) foi de R\$ 147 milhões;
- (vi) Aumento de 165,1% (R\$ 41 milhões) na **atualização do passivo financeiro setorial**;
- (vii) Redução de 29,6% (R\$ 20 milhões) nos **juros capitalizados** (reductor de despesa).

#### 4.9) Lucro Líquido

O **lucro líquido** foi de R\$ 498 milhões no 4T17, registrando um aumento de 262,6% (R\$ 360 milhões) se comparado ao lucro líquido de R\$ 137 milhões observado no 4T16. Em 2017, o **lucro líquido** foi de R\$ 1.243 milhões, registrando um aumento de 41,4% (R\$ 364 milhões) se comparado ao lucro líquido de R\$ 879 milhões observado em 2016.

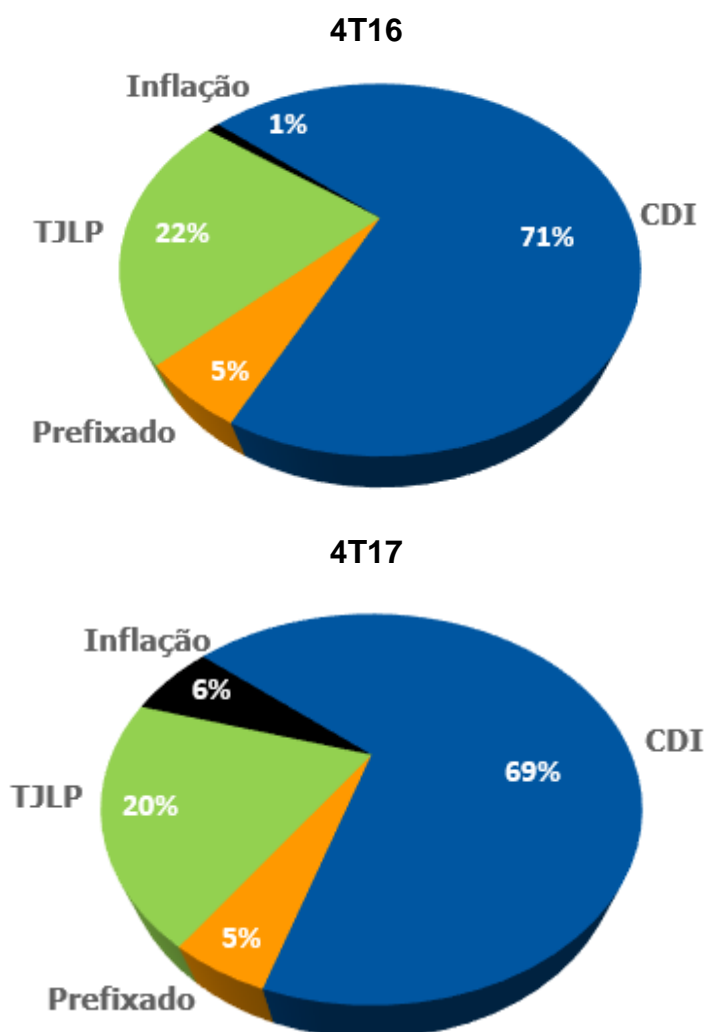
## 5) ENDIVIDAMENTO

### 5.1) Dívida (IFRS)



1) Desconsidera o efeito de marcação a mercado (MTM) e gastos com captação e emissão.

### Indexação Pós-*Hedge*<sup>1</sup> – 4T16 vs. 4T17



1) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (22% do total no 4T17), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI.

## Dívida Líquida em IFRS

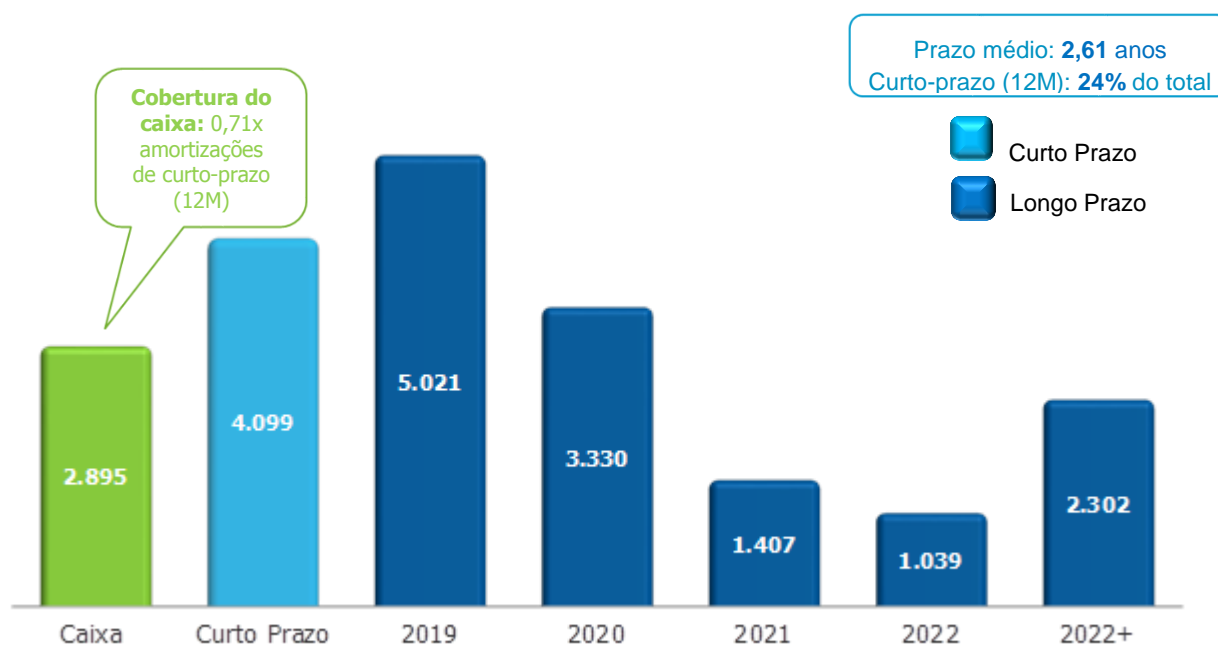
R\$ Milhões	4T17	4T16	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> )	(19.615)	(21.358)	-8,2%
(+) Disponibilidades	3.250	6.165	-47,3%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(16.366)</b>	<b>(15.193)</b>	<b>7,7%</b>

## 5.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

### 5.2.1) Cronograma de Amortização da Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

A CPFL Energia sempre adotou uma política financeira sólida e conservadora. Dessa forma, a Companhia tem utilizado desde 2011 a estratégia de *prefunding*, ou seja, projeta a necessidade de caixa dos próximos 24 meses e antecipa-se no acesso ao mercado em condições mais favoráveis de liquidez e custo. Sendo assim, desde o início de 2017, a CPFL Energia tem trabalhado no *prefunding* de 2018 e 2019.

#### Cronograma de Amortização da Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros (Dez/17)<sup>1</sup>

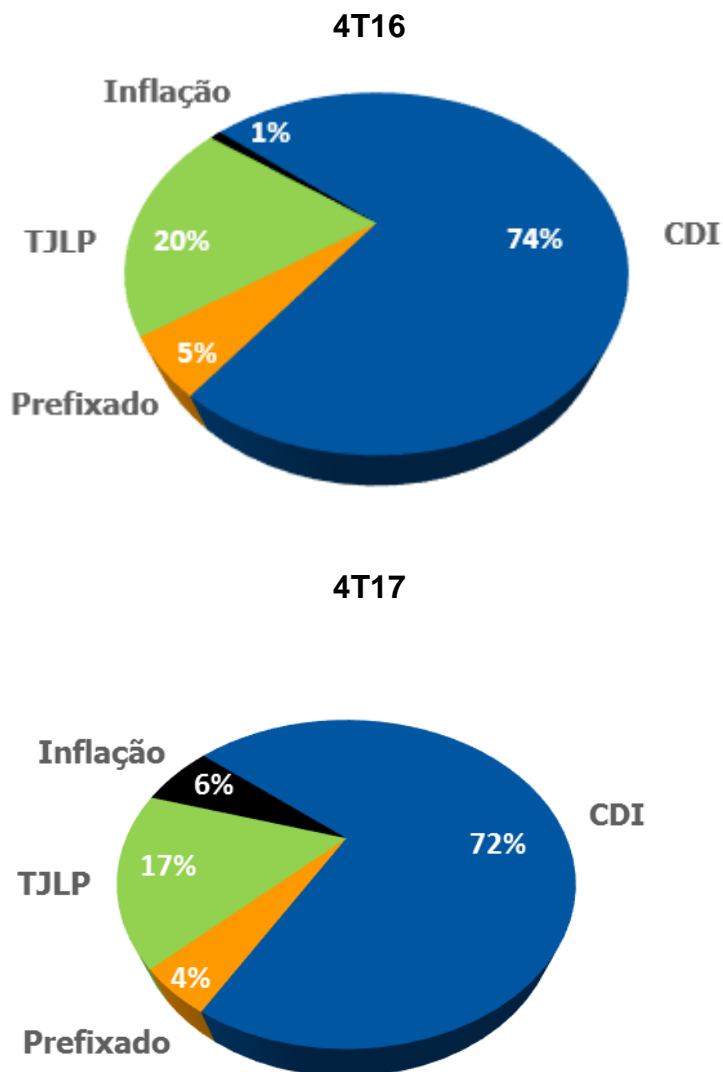


- 1) Considera apenas o principal da dívida de R\$ 17.198. Para se chegar ao valor da dívida no critério dos *covenants* financeiros, de R\$ 17.385 milhões, faz-se a exclusão de encargos de R\$ 260 milhões do período e inclusão de outros ajustes no montante de R\$ 73 milhões.
- 2) Curto Prazo (ano de 2018) = R\$ 4.099 milhões.

A posição de caixa ao final do 4T17 possuía índice de cobertura de **0,71x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o início do 2S18. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **2,61** anos.

## 5.2.2) Indexação e Custo da Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

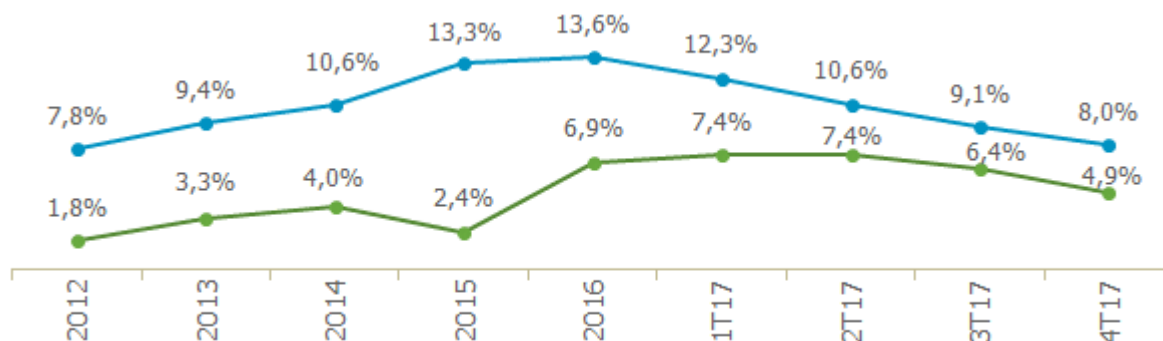
### Indexação<sup>1</sup> Pós-*Hedge*<sup>2</sup> no Critério dos *Covenants* Financeiros – 4T16 vs. 4T17



1) Considerando a consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa;

2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (21% do total), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI.

### Custo da Dívida Bruta<sup>1</sup> no critério dos *Covenants* Financeiros<sup>2</sup>



- 1) Ajustado pela consolidação proporcional a partir de 2012; Dívida financeira (+) entidade de previdência privada (-) *hedge*;
- 2) A partir do 2T17, a CPFL Energia passou a calcular seu custo médio de dívida considerando o final do período, para melhor refletir as variações nas taxas de juros.

### 5.3) Dívida Líquida no Critério dos *Covenants* Financeiros e Alavancagem

No 4T17, a Dívida Líquida *Pro forma* atingiu **R\$ 14.490 milhões**, um aumento de **9,6%** em relação à posição de dívida líquida no final do 4T16, que era de **R\$ 13.225 milhões**.

O aumento da Dívida Líquida no 4T17, deve-se principalmente à aquisição da RGE Sul, que passou a ser consolidada em novembro de 2016.

	4T17	4T16	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i> ) <sup>1</sup>	(17.385)	(19.190)	-9,4%
(+) Disponibilidades	2.895	5.966	-51,5%
<b>(=) Dívida Líquida</b>	<b>(14.490)</b>	<b>(13.225)</b>	<b>9,6%</b>
EBITDA <i>Pro forma</i> <sup>2</sup>	4.531	4.117	10,1%
<b>Dívida Líquida / EBITDA</b>	<b>3,20</b>	<b>3,21</b>	<b>-0,4%</b>

1) Considera consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.

2) EBITDA *Pro forma* no critério de apuração dos *covenants* financeiros: ajustado de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas, com a inclusão de ativos e passivos regulatórios e do EBITDA histórico de projetos recém-adquiridos.

Em consonância com os critérios de cálculo dos *covenants* financeiros dos contratos de empréstimo junto às instituições financeiras, a dívida líquida é ajustada de acordo com as participações equivalentes da CPFL Energia em cada uma de suas controladas. Além disso, incluem-se no cálculo do EBITDA *Pro forma* os ativos e passivos regulatórios e o EBITDA histórico de projetos recém-adquiridos. Considerando-se que a Dívida Líquida *Pro forma* totalizou **R\$ 14.490 milhões** e o EBITDA *Pro forma* dos últimos 12 meses atingiu **R\$ 4.531 milhões**, a relação Dívida Líquida / EBITDA *Pro forma* ao final do 4T17 alcançou **3,20x**.

## 6) INVESTIMENTOS

### 6.1) Investimentos Realizados

Segmento	Investimentos (R\$ Milhões)					
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Distribuição	618	491	25,8%	1.883	1.201	56,8%
Geração - Convencional	6	(4)	-238,7%	9	8	18,6%
Geração - Renováveis	55	177	-68,7%	621	979	-36,6%
Comercialização	1	1	-32,4%	3	4	-21,2%
Serviços e Outros <sup>1</sup>	13	13	1,6%	55	47	16,6%
<b>Subtotal</b>	<b>694</b>	<b>678</b>	<b>2,3%</b>	<b>2.570</b>	<b>2.238</b>	<b>14,9%</b>
Transmissão	0	15	-98,2%	46	51	-8,5%
<b>Total</b>	<b>694</b>	<b>694</b>	<b>0,0%</b>	<b>2.617</b>	<b>2.289</b>	<b>14,3%</b>

Nota:

1) Outros – refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

No 4T17, foram realizados investimentos de R\$ 694 milhões, o mesmo montante de investimentos realizados no 4T16. Já em 2017, foram realizados investimentos de R\$ 2.617 milhões, um aumento de 14,3%, comparados aos investimentos de R\$ 2.289 milhões realizados em 2016. Os investimentos em transmissão de R\$ 46 milhões em 2017, de R\$ 15 milhões no 4T16 e de R\$ 51 milhões em 2016, relacionados basicamente à CPFL Transmissão Morro Agudo, de acordo com o IFRIC 12, estão registrados como “Ativos Financeiros de Concessão” (ativo não circulante).

Entre os investimentos, destacamos os realizados nos seguintes segmentos:

(i) Distribuição:

- a. Ampliação e reforço do sistema elétrico;
- b. Melhorias na manutenção do sistema elétrico;
- c. Infraestrutura operacional;
- d. Modernização dos sistemas de suporte à gestão e operação;
- e. Serviços de atendimento aos clientes;
- f. Programas de pesquisa e desenvolvimento.

(ii) Geração:

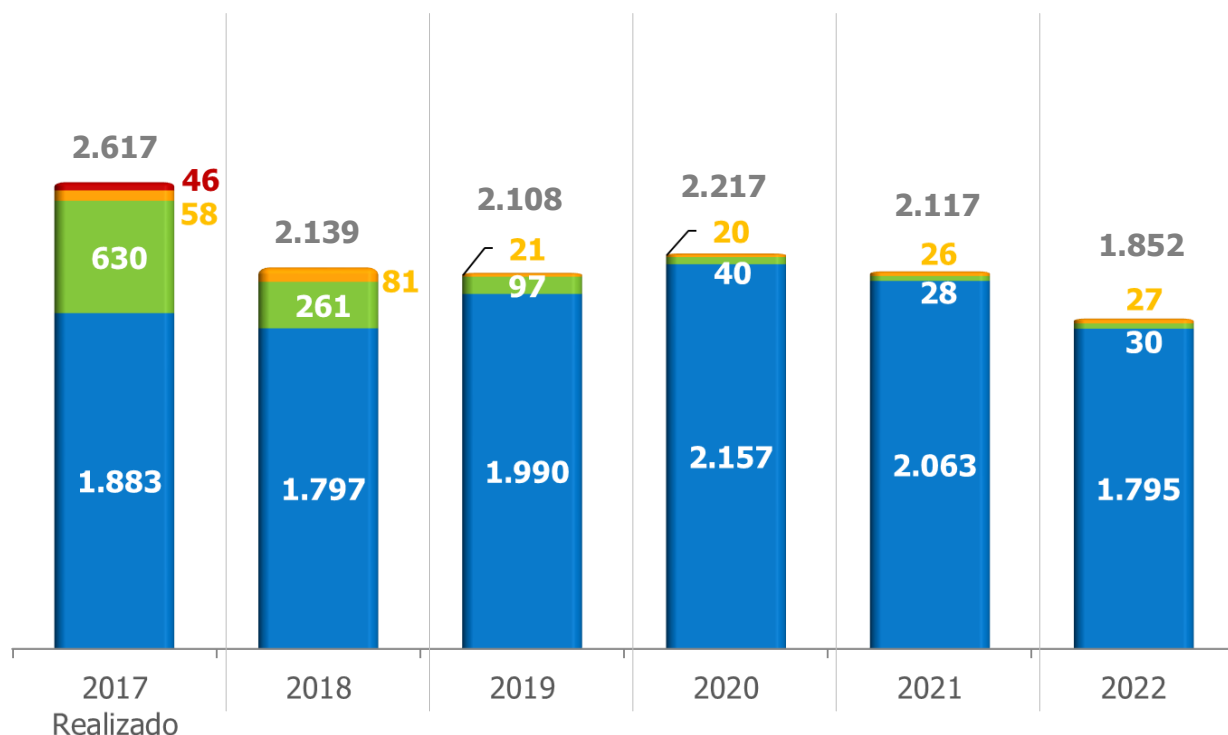
- a. Complexo Eólico Pedra Cheirosa;
- b. PCH Boa Vista II.

### 6.2) Investimentos Previstos

Em 09 de novembro de 2017, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para o Orçamento Anual de 2018 e Projeções Plurianuais 2019/2022 da Companhia, a qual foi previamente debatida com a Comissão de Orçamento e Finanças Corporativas.

**Investimentos Previstos (R\$ milhões)<sup>1</sup>**

Total: R\$ 10.432 milhões  
 ■ Distribuição<sup>2</sup>: R\$ 9.802 milhões  
 ■ Geração<sup>3</sup>: R\$ 455 milhões  
 ■ Comercialização & Serviços: R\$ 176 milhões  
 ■ Transmissão



Notas:

1) Moeda constante;

2) Não leva em consideração as Obrigações Especiais (dentre outros itens financiados pelos consumidores);

3) Convencional + Renováveis.

## 7) DESTINAÇÃO DO RESULTADO

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 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.

## 8) MERCADO DE CAPITALIS

### 8.1) Desempenho das Ações

A CPFL Energia tem suas ações negociadas na B3 (Novo Mercado) e na New York Stock Exchange (NYSE) (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

B3				NYSE			
Data	CPFE3	IEE	IBOV	Data	CPL	DJBr20	Dow Jones
31/12/2016	R\$ 24,99	36.108	60.227	31/12/2016	\$ 15,27	18.751	19.763
30/09/2017	R\$ 27,22	41.306	74.294	30/09/2017	\$ 17,16	23.149	22.405
31/12/2017	R\$ 19,35	39.732	76.402	31/12/2017	\$ 11,44	22.612	24.838
<b>Var. Tri</b>	<b>-28,9%</b>	<b>-3,8%</b>	<b>2,8%</b>	<b>Var. Tri</b>	<b>-33,3%</b>	<b>-2,3%</b>	<b>10,9%</b>
<b>Var. 12M</b>	<b>-22,6%</b>	<b>10,0%</b>	<b>26,9%</b>	<b>Var. 12M</b>	<b>-25,1%</b>	<b>20,6%</b>	<b>25,7%</b>

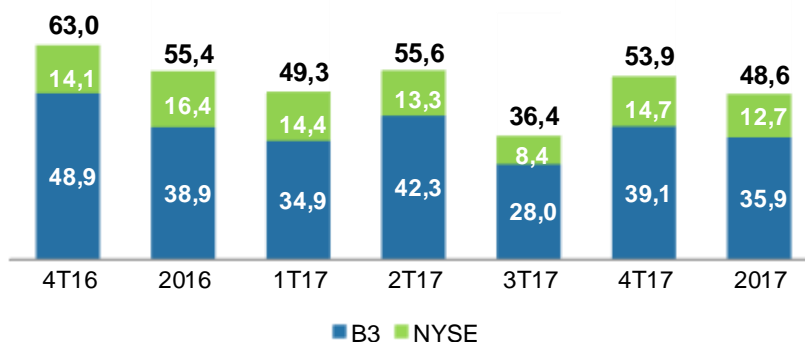
Em 31 de dezembro de 2017, as ações da CPFL Energia fecharam em R\$ 19,35 por ação na B3 e US\$ 11,44 por ADR na NYSE, o que representou uma desvalorização no trimestre de 28,9% e 33,3%, respectivamente. Em 2017, a desvalorização da ação foi de 22,6% na B3 e do ADR de 25,1% na NYSE.

### 8.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 4T17 foi de R\$ 53,9 milhões, sendo R\$ 39,1 milhões na B3 e R\$ 14,7 milhões na NYSE, representando uma redução de 14,5% em relação ao 4T16. O número de negócios realizados na B3, por sua vez, reduziu 19,9%.

### Volume Médio Diário

R\$ Milhões



Nota: Considera a somatória do volume médio diário na B3 e na NYSE.

## 9) 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.

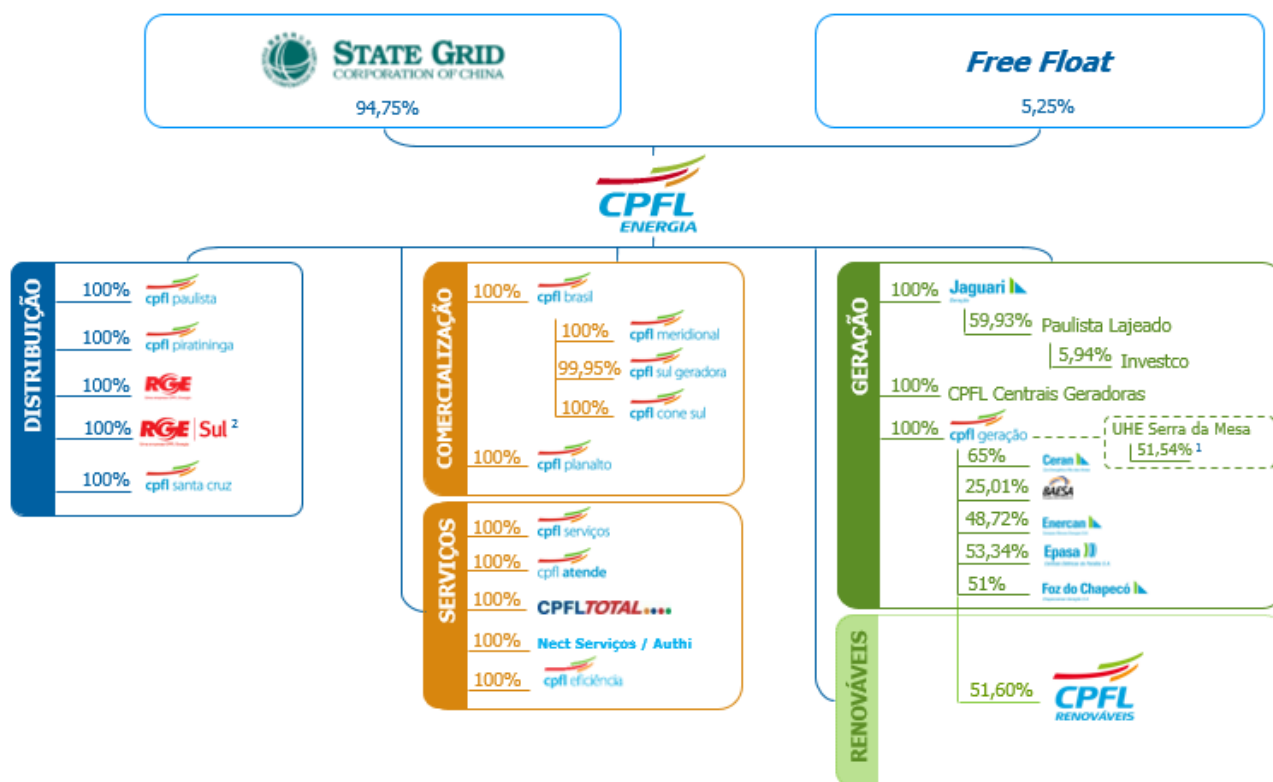
A Diretoria Executiva é composta por 1 Diretor Presidente, 1 Diretor Presidente Adjunto e 6 Diretores Vice-presidentes, todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, cuja responsabilidade é a execução da estratégia da CPFL Energia e de suas sociedades controladas, que são definidas pelo 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.cpfl.com.br/ri>.

## 10) ESTRUTURA SOCIETÁRIA

A CPFL Energia atua como holding, participando no capital de outras sociedades. A State Grid Corporation of China (SGCC) controla a CPFL Energia por meio de suas subsidiárias State Grid International Development Co., Ltd, State Grid International Development Limited (SGID), International Grid Holdings Limited, State Grid Brazil Power Participações S.A. (SGBP) e ESC Energia S.A.:



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

### 10.1) Transação State Grid

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.

## 10.2) Agrupamento das Distribuidoras

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

Como resultado do agrupamento, a Companhia Jaguari de Energia (“Nova CPFL Santa Cruz”) passou a ser responsável pelo fornecimento de energia elétrica de 45 municípios, sendo 41 localizados no Estado de São Paulo, três em Minas Gerais e três no Paraná, atendendo à demanda de 447 mil clientes.

## 11) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

### 11.1) Segmento de Distribuição

#### 11.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>9.179</b>	<b>7.288</b>	<b>26,0%</b>	<b>33.768</b>	<b>26.273</b>	<b>28,5%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>5.733</b>	<b>4.332</b>	<b>32,3%</b>	<b>21.077</b>	<b>15.040</b>	<b>40,1%</b>
Custo com Energia Elétrica	(3.752)	(2.820)	33,1%	(14.147)	(9.760)	44,9%
Custos e Despesas Operacionais	(1.508)	(1.310)	15,1%	(5.459)	(4.026)	35,6%
Resultado do Serviço	474	202	134,1%	1.471	1.254	17,3%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>668</b>	<b>372</b>	<b>79,5%</b>	<b>2.234</b>	<b>1.845</b>	<b>21,1%</b>
Resultado Financeiro	(89)	(201)	-55,7%	(566)	(551)	2,9%
Lucro Antes da Tributação	385	1	26341,0%	904	703	28,6%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>320</b>	<b>(20)</b>	<b>-</b>	<b>605</b>	<b>407</b>	<b>48,5%</b>

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

##### 11.1.1.1) Reclassificação da Atualização do Ativo Financeiro da Concessão

As controladas de distribuição de energia elétrica, objetivando a melhor apresentação de seu desempenho operacional e financeiro concluíram que o ajuste de expectativa do fluxo de caixa do ativo financeiro indenizável da concessão de cada distribuidora, originalmente apresentado na rubrica de receita financeira, no resultado financeiro, deve ser mais adequadamente classificado no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim. Esta alocação reflete de forma mais acurada o modelo de negócio de distribuição de energia elétrica e propicia uma melhor apresentação quanto ao seu desempenho.

Conforme as orientações do CPC 23 / IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, no final de 2016 a Companhia e suas Controladas alteraram sua política contábil anteriormente adotada por uma política contábil que melhor reflete o seu desempenho dos negócios, passando a contabilizar a atualização do ativo financeiro da concessão na linha de Receita Operacional.

##### 11.1.1.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 4T17, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 852 milhões, uma variação de R\$ 1.194 milhões na comparação com o 4T16, quando foram contabilizados R\$ 342 milhões em **passivos financeiros setoriais**. Em 2017, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 1.901 milhões, uma variação de R\$ 3.996 milhões na comparação com 2016, quando foram contabilizados R\$ 2.095 milhões em **passivos financeiros setoriais**.

Em 31 de dezembro de 2017, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era positivo em R\$ 517 milhões, comparado a um saldo negativo de R\$ 107 milhões em 30 de setembro de 2017 e a um saldo negativo de R\$ 915 milhões em 31 de dezembro de 2016.

Conforme estabelecido pela regulação aplicável, eventuais ativos ou passivos financeiros setoriais devem ser incorporados à tarifa das distribuidoras nos seus respectivos eventos tarifários anuais.

### 11.1.1.3) Receita Operacional

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

Receita Operacional (R\$ Milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>						
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	7.003	6.429	8,9%	26.174	24.804	5,5%
Energia Elétrica de Curto Prazo	193	272	-29,0%	1.723	530	225,0%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	592	522	13,4%	2.026	1.304	55,3%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	852	(342)	-	1.901	(2.095)	-
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	347	341	1,9%	1.419	1.266	12,1%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	113	(11)	-	204	186	9,8%
Outras Receitas e Rendas	79	77	2,3%	321	277	16,0%
<b>Total</b>	<b>9.179</b>	<b>7.288</b>	<b>26,0%</b>	<b>33.768</b>	<b>26.273</b>	<b>28,5%</b>
<b>Deduções da Receita Operacional Bruta</b>						
ICMS	(1.405)	(1.295)	8,4%	(5.362)	(4.869)	10,1%
PIS e COFINS	(766)	(627)	22,0%	(2.889)	(2.299)	25,7%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(787)	(895)	-12,1%	(3.186)	(3.361)	-5,2%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(51)	(38)	33,3%	(188)	(135)	39,4%
PROINFA	(39)	(42)	-8,5%	(167)	(122)	36,9%
Bandeiras Tarifárias e Outros	(395)	(53)	646,5%	(878)	(430)	104,3%
Outros	(5)	(5)	5,1%	(21)	(18)	15,2%
<b>Total</b>	<b>(3.446)</b>	<b>(2.955)</b>	<b>16,6%</b>	<b>(12.692)</b>	<b>(11.233)</b>	<b>13,0%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>5.733</b>	<b>4.332</b>	<b>32,3%</b>	<b>21.077</b>	<b>15.040</b>	<b>40,1%</b>

Receita Operacional (sem RGE Sul) (R\$ Milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>						
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	5.934	5.661	4,8%	22.022	24.036	-8,4%
Energia Elétrica de Curto Prazo	142	259	-45,2%	1.401	517	171,2%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	482	455	5,8%	1.615	1.238	30,5%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	725	(311)	-	1.679	(2.063)	-
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	279	278	0,4%	1.117	1.204	-7,2%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	103	(16)	-	180	181	-0,6%
Outras Receitas e Rendas	66	70	-5,3%	273	270	1,0%
<b>Total</b>	<b>7.731</b>	<b>6.397</b>	<b>20,9%</b>	<b>28.287</b>	<b>25.382</b>	<b>11,4%</b>
<b>Deduções da Receita Operacional Bruta</b>						
ICMS	(1.158)	(1.117)	3,6%	(4.327)	(4.691)	-7,7%
PIS e COFINS	(662)	(552)	19,8%	(2.454)	(2.223)	10,4%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(676)	(795)	-15,0%	(2.736)	(3.261)	-16,1%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(43)	(34)	26,4%	(159)	(131)	21,5%
PROINFA	(35)	(39)	-11,2%	(149)	(119)	25,9%
Bandeiras Tarifárias e Outros	(342)	(45)	654,7%	(761)	(423)	80,0%
Outros	(4)	(4)	-1,0%	(18)	(18)	1,0%
<b>Total</b>	<b>(2.920)</b>	<b>(2.587)</b>	<b>12,9%</b>	<b>(10.605)</b>	<b>(10.865)</b>	<b>-2,4%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>4.812</b>	<b>3.810</b>	<b>26,3%</b>	<b>17.682</b>	<b>14.517</b>	<b>21,8%</b>

No 4T17, a receita operacional bruta atingiu R\$ 9.179 milhões, um aumento de 26,0% (R\$ 1.892 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aquisição da RGE Sul (R\$ 557 milhões);
- Variação de R\$ 1.036 milhões nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais, passando de um passivo financeiro setorial de R\$ 311 milhões no 4T16 para um ativo financeiro setorial de R\$ 725 milhões no 4T17;
- Aumento de 4,8% (R\$ 273 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência: (i) do aumento de 4,8% nas vendas na área de concessão, desconsiderando os volumes da RGE Sul; e (ii) da adoção da bandeira vermelha (patamar 2) nos meses de

outubro e novembro de 2017 e da bandeira vermelha (patamar 1) no mês de dezembro de 2017, comparadas à aplicação da bandeira verde nos meses de outubro e dezembro de 2016 e da bandeira amarela no mês de novembro de 2016; parcialmente compensado pelo reajuste tarifário médio negativo das distribuidoras no período entre 4T16 e 4T17 (destaque para a redução média de 10,50% na CPFL Paulista em abril de 2017);

- Variação de R\$ 119 milhões na atualização do Ativo Financeiro da Concessão, passando de uma despesa de R\$ 16 milhões no 4T16 para uma receita de R\$ 103 milhões no 4T17;
- Aumento de 5,8% (R\$ 26 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão;
- Aumento de 0,4% (R\$ 1 milhão) nos subsídios tarifários (aporte de CDE), principalmente descontos na TUSD e subsídios para baixa renda, além do desconto concedido aos clientes que obtiveram liminar que desobriga o pagamento de itens específicos da CDE;

Parcialmente compensada por:

- Redução de 45,2% (R\$ 117 milhões) em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Redução de 5,3% (R\$ 4 milhões) em Outras Receitas e Rendas.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.446 milhões no 4T17, representando um aumento de 16,6% (R\$ 491 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aquisição da RGE Sul (R\$ 158 milhões);
- Aumento de 654,7% (R\$ 297 milhões) na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE;
- Aumento de 19,8% (R\$ 109 milhões) no PIS e Cofins;
- Aumento de 3,6% (R\$ 41 milhões) no ICMS;
- Aumento de 26,4% (R\$ 9 milhões) no Programa de P&D e Eficiência Energética;

Parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- Redução de 15,0% (R\$ 119 milhões) na CDE, devido à adoção de cotas de CDE Uso menores que em 2016, parcialmente compensada pelo aumento na CDE Energia e na CDE para cobrir os empréstimos da conta ACR;
- Redução de 11,2% (R\$ 4 milhões) no PROINFA.

A receita operacional líquida atingiu R\$ 5.733 milhões no 4T17, representando um aumento de 32,3% (R\$ 1.401 milhões).

Em 2017, a receita operacional bruta atingiu R\$ 33.768 milhões, um aumento de 28,5% (R\$ 7.495 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aquisição da RGE Sul (R\$ 4.591 milhões);
- Variação de R\$ 3.742 milhões nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais, passando de um passivo financeiro setorial de R\$ 2.063 milhões em 2016 para um ativo financeiro setorial de R\$ 1.679 milhões em 2017;
- Aumento de 171,2% (R\$ 884 milhões) em Energia Elétrica de Curto Prazo;
- Aumento de 30,5% (R\$ 378 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão;
- Aumento de 1,0% (R\$ 3 milhões) em Outras Receitas e Rendas;

Parcialmente compensada por:

- Redução de 8,4% (R\$ 2.014 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres);
- Redução de 7,2% (R\$ 87 milhões) nos subsídios tarifários (aporte de CDE);
- Redução de 0,6% (R\$ 1 milhão) na atualização do Ativo Financeiro da Concessão.

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 12.692 milhões em 2017, representando um aumento de 13,0% (R\$ 1.459 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aquisição da RGE Sul (R\$ 1.719 milhões);
- Aumento de 80,0% (R\$ 338 milhões) na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE;
- Aumento de 10,4% (R\$ 231 milhões) no PIS e Cofins;
- Aumento de 25,9% (R\$ 31 milhões) no PROINFA;
- Aumento de 21,5% (R\$ 28 milhões) no Programa de P&D e Eficiência Energética;

Parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- Redução de 16,1% (R\$ 525 milhões) na CDE;
- Redução de 7,7% (R\$ 363 milhões) no ICMS.

A receita operacional líquida atingiu R\$ 21.077 milhões em 2017, representando um aumento de 40,1% (R\$ 6.037 milhões).

#### 11.1.1.4 Custo com Energia Elétrica

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Energia Comprada para Revenda</b>						
Energia de Itaipu Binacional	587	513	14,5%	2.351	2.026	16,0%
Energia de Curto Prazo / PROINFA	209	75	178,4%	452	216	109,4%
Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado e Contratos Bilaterais	2.953	2.179	35,5%	11.485	7.120	61,3%
Crédito de PIS e COFINS	(346)	(255)	35,5%	(1.318)	(865)	52,3%
<b>Total</b>	<b>3.403</b>	<b>2.511</b>	<b>35,5%</b>	<b>12.970</b>	<b>8.496</b>	<b>52,6%</b>
<b>Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição</b>						
Encargos da Rede Básica	534	212	152,6%	1.462	760	92,4%
Encargos de Transporte de Itaipu	63	14	336,0%	160	53	200,3%
Encargos de Conexão	29	24	19,5%	112	76	46,8%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	(11)	9	-	21	34	-37,8%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	(229)	81	-	(453)	363	-
Encargos de Energia de Reserva - EER	-	-	-	-	107	-100,0%
Crédito de PIS e COFINS	(37)	(32)	15,5%	(125)	(130)	-3,6%
<b>Total</b>	<b>349</b>	<b>308</b>	<b>13,3%</b>	<b>1.177</b>	<b>1.264</b>	<b>-6,9%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>3.752</b>	<b>2.820</b>	<b>33,1%</b>	<b>14.147</b>	<b>9.760</b>	<b>44,9%</b>



Custo com Energia Elétrica (sem RGE Sul) (R\$ Milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Energia Comprada para Revenda</b>						
Energia de Itaipu Binacional	489	452	8,2%	1.959	1.966	-0,3%
Energia de Curto Prazo / PROINFA	154	66	134,4%	346	206	67,9%
Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado e Contratos Bilaterais	2.540	1.932	31,5%	9.780	6.874	42,3%
Crédito de PIS e COFINS	(294)	(227)	29,9%	(1.118)	(837)	33,6%
<b>Total</b>	<b>2.889</b>	<b>2.223</b>	<b>29,9%</b>	<b>10.968</b>	<b>8.209</b>	<b>33,6%</b>
<b>Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição</b>						
Encargos da Rede Básica	444	184	141,7%	1.200	732	63,8%
Encargos de Transporte de Itaipu	53	13	311,5%	133	52	158,5%
Encargos de Conexão	20	19	4,1%	73	71	4,0%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	(11)	8	-	21	33	-36,1%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	(163)	74	-	(387)	356	-
Encargos de Energia de Reserva - EER	(32)	-	-	-	107	-100,0%
Crédito de PIS e COFINS	(29)	(28)	5,9%	(97)	(125)	-22,6%
<b>Total</b>	<b>281</b>	<b>271</b>	<b>4,0%</b>	<b>944</b>	<b>1.226</b>	<b>-23,0%</b>
<b>Custo com Energia Elétrica</b>	<b>3.170</b>	<b>2.494</b>	<b>27,1%</b>	<b>11.911</b>	<b>9.434</b>	<b>26,3%</b>

No 4T17, o custo com energia elétrica, composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 3.752 milhões, representando um aumento de 33,1% (R\$ 932 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 3.403 milhões no 4T17, o que representa um aumento de 35,5% (R\$ 891 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 226 milhões);
- Aumento de 31,5% (R\$ 608 milhões) no **custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais**, devido ao aumento de 55,9% no preço médio de compra (de R\$ 196,31/MWh no 4T16 para R\$ 306,11 MWh no 4T17), parcialmente compensado pela redução de 15,7% (1.544 GWh) na quantidade de energia comprada;
- Aumento de 134,4% (R\$ 88 milhões) no **custo com energia de curto prazo e Proinfa**, decorrente principalmente do maior PLD médio (de R\$ 162,82/MWh no 4T16 para R\$ 398,02/MWh no 4T17, no submercado Sudeste/Centro-Oeste, e de R\$ 162,82/MWh no 4T16 para R\$ 398,09/MWh no 4T17, no submercado Sul);
- Aumento de 8,2% (R\$ 37 milhões) no **custo com energia de Itaipu**, decorrente do aumento de 11,7% no preço médio de compra (de R\$ 176,67/MWh no 4T16 para R\$ 197,38/MWh no 4T17), parcialmente compensado pela redução de 3,1% (81 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensado por:

- Aumento de 29,9% (R\$ 68 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reduzidor de custo), gerados a partir da compra de energia.

- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 349 milhões no 4T17, o que representa um aumento de 13,3% (R\$ 41 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 30 milhões);
- Aumento de 141,7% (R\$ 260 milhões) nos **encargos de rede básica**;
- Aumento de 311,5% (R\$ 40 milhões) nos **encargos de transporte de Itaipu**;
- Aumento de 4,1% (R\$ 1 milhão) nos **encargos de conexão**;

Parcialmente compensados por:

- (v) Variação de R\$ 237 milhões nos **Encargos de Serviço de Sistema – ESS**, passando de uma despesa de R\$ 74 milhões no 4T16 para uma receita de R\$ 163 milhões no 4T17;
- (vi) Receita (recebimento de recursos financeiros) de R\$ 32 milhões no 4T17, relacionada aos **Encargos de Energia de Reserva – EER**;
- (vii) Variação de R\$ 19 milhões nos **encargos de uso do sistema de distribuição**, passando de uma despesa de R\$ 8 milhões no 4T16 para uma receita de R\$ 11 milhões no 4T17;
- (viii) Aumento de 5,9% (R\$ 2 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reductor de custo), gerados a partir dos encargos.

Em 2017, o custo com energia elétrica, composto pela compra de energia para revenda e pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, totalizou R\$ 14.147 milhões, representando um aumento de 44,9% (R\$ 4.387 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 12.970 milhões em 2017, o que representa um aumento de 52,6% (R\$ 4.473 milhões), devido aos seguintes fatores:
  - (i) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 1.714 milhões);
  - (ii) Aumento de 42,3% (R\$ 2.907 milhões) no **custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais**, devido ao aumento de 46,5% no preço médio de compra (de R\$ 178,87/MWh em 2016 para R\$ 261,96 MWh em 2017), parcialmente compensado pela redução de 2,8% (1.093 GWh) na quantidade de energia comprada;
  - (iii) Aumento de 67,9% (R\$ 140 milhões) no **custo com energia de curto prazo e Proinfa**;  
Parcialmente compensado por:
    - (iv) Aumento de 33,6% (R\$ 281 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reductor de custo), gerados a partir da compra de energia;
    - (v) Redução de 0,3% (R\$ 7 milhões) no **custo com energia de Itaipu**, decorrente da redução de 3,4% (348 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensado pelo aumento de 3,2% no preço médio de compra (de R\$ 193,39/MWh em 2016 para R\$ 199,58/MWh em 2017).
- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 1.177 milhões em 2017, o que representa uma redução de 6,9% (R\$ 87 milhões), devido aos seguintes fatores:
  - (i) Variação de R\$ 743 milhões nos **Encargos de Serviço de Sistema – ESS**, passando de uma despesa de R\$ 356 milhões em 2016 para uma receita de R\$ 387 milhões em 2017;
  - (ii) Despesa (desembolso de recursos financeiros) de R\$ 107 milhões em 2016, relacionada aos **Encargos de Energia de Reserva – EER**;
  - (iii) Redução de 36,1% (R\$ 12 milhões) nos **encargos de uso do sistema de distribuição**;  
Parcialmente compensados por:
    - (iv) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 195 milhões);
    - (v) Aumento de 63,8% (R\$ 467 milhões) nos **encargos de rede básica**;
    - (vi) Aumento de 158,5% (R\$ 82 milhões) nos **encargos de transporte de Itaipu**;
    - (vii) Redução de 22,6% (R\$ 28 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reductor de custo), gerados a partir dos encargos;
    - (viii) Aumento de 4,0% (R\$ 3 milhões) nos **encargos de conexão**.

#### 11.1.1.5) Custos e Despesas Operacionais

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado.

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 1.508 milhões no 4T17, comparado a R\$ 1.310 milhões no 4T16, um aumento de 15,1% (R\$ 197 milhões). Em 2017, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 5.459 milhões, comparado a R\$ 4.026 milhões em 2016, um aumento de 35,6% (R\$ 1.433 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

## PMSO

PMSO Reportado (R\$ milhões)								
	4T17	4T16	Variação		2017	2016	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
<b>PMSO Reportado</b>								
Pessoal	(251)	(220)	(31)	14,1%	(920)	(729)	(192)	26,3%
Material	(46)	(33)	(13)	39,0%	(170)	(123)	(47)	38,0%
Serviços de Terceiros	(235)	(190)	(45)	23,4%	(853)	(657)	(195)	29,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(162)	(151)	(11)	7,3%	(615)	(547)	(68)	12,5%
<i>PDD</i>	(36)	(42)	6	-13,7%	(155)	(168)	13	-7,7%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(59)	(42)	(17)	40,5%	(179)	(168)	(11)	6,6%
<i>Outros</i>	(67)	(67)	0	-0,3%	(280)	(210)	(70)	33,4%
<b>Total PMSO Reportado</b>	<b>(693)</b>	<b>(594)</b>	<b>(99)</b>	<b>16,7%</b>	<b>(2.557)</b>	<b>(2.055)</b>	<b>(502)</b>	<b>24,4%</b>
<b>PMSO RGE Sul</b>								
Pessoal	(44)	(33)	(11)	34,8%	(161)	(33)	(129)	394,7%
Material	(7)	(6)	(2)	34,3%	(30)	(6)	(25)	449,9%
Serviços de Terceiros	(42)	(22)	(19)	87,6%	(135)	(22)	(113)	507,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(17)	(33)	15	-47,2%	(77)	(33)	(45)	137,6%
<i>PDD</i>	(6)	(5)	(1)	26,2%	(29)	(5)	(23)	458,8%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	3	(11)	14	-	9	(11)	20	-
<i>Outros</i>	(14)	(16)	3	-16,8%	(58)	(16)	(41)	253,8%
<b>Total PMSO RGE Sul</b>	<b>(110)</b>	<b>(93)</b>	<b>(17)</b>	<b>18,6%</b>	<b>(404)</b>	<b>(93)</b>	<b>(311)</b>	<b>334,9%</b>
<b>PMSO (-) RGE Sul</b>								
Pessoal	(207)	(188)	(20)	10,5%	(759)	(696)	(63)	9,1%
Material	(38)	(27)	(11)	39,9%	(139)	(117)	(22)	18,5%
Serviços de Terceiros	(193)	(168)	(25)	15,0%	(718)	(635)	(83)	13,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(144)	(118)	(26)	22,4%	(537)	(514)	(23)	4,6%
<i>PDD</i>	(29)	(36)	7	-19,3%	(127)	(163)	36	-22,3%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(62)	(31)	(31)	100,4%	(188)	(157)	(31)	19,8%
<i>Outros</i>	(53)	(51)	(3)	5,0%	(222)	(194)	(29)	14,8%
<b>Total PMSO (-) RGE Sul</b>	<b>(583)</b>	<b>(501)</b>	<b>(82)</b>	<b>16,4%</b>	<b>(2.154)</b>	<b>(1.963)</b>	<b>(191)</b>	<b>9,7%</b>

No 4T17, o **PMSO** atingiu R\$ 693 milhões, um aumento de 16,7% (R\$ 99 milhões), comparado a R\$ 594 milhões no 4T16. Desconsiderando-se a aquisição da RGE Sul, o PMSO teria alta de 16,4% (R\$ 82 milhões).

**Pessoal** - aumento de 14,1% (R\$ 31 milhões), devido principalmente à aquisição da RGE Sul (R\$ 11 milhões), aos efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 7 milhões) e outros (R\$ 13 milhões);

**Material** - aumento de 39,0% (R\$ 13 milhões), devido principalmente à aquisição da RGE Sul (R\$ 2 milhões) e à reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 6 milhões) e outros

(R\$ 5 milhões);

**Serviços de terceiros** - aumento de 23,4% (R\$ 45 milhões), devido principalmente aos seguintes itens: aquisição da RGE Sul (R\$ 19 milhões), manutenção de *hardware/software* (R\$ 5 milhões), poda de árvores (R\$ 5 milhões), leitura de medidores e uso (R\$ 3 milhões), *Call Center* (R\$ 2 milhões), manutenção em subestações (R\$ 2 milhões) e outros (R\$ 9 milhões);

**Outros custos/despesas operacionais** - aumento de 7,3% (R\$ 11 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: despesas legais e judiciais (R\$ 31 milhões) e outras despesas (R\$ 3 milhões). Tais efeitos foram parcialmente compensados pela aquisição da RGE Sul (R\$ 15 milhões) e redução na provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 7 milhões).

Em 2017, o **PMSO** atingiu R\$ 2.557 milhões, um aumento de 24,4% (R\$ 502 milhões), comparado a R\$ 2.055 milhões em 2016. Desconsiderando-se a aquisição da RGE Sul, o PMSO teria alta de 9,7% (R\$ 191 milhões).

**Pessoal** - aumento de 26,3% (R\$ 192 milhões), devido principalmente à aquisição da RGE Sul (R\$ 129 milhões), aos efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 42 milhões) e outros (R\$ 21 milhões);

**Material** - aumento de 38,0% (R\$ 47 milhões), devido principalmente à aquisição da RGE Sul (R\$ 25 milhões) e à reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 14 milhões) e outros (R\$ 8 milhões);

**Serviços de terceiros** - aumento de 29,7% (R\$ 195 milhões), devido principalmente aos seguintes itens: aquisição da RGE Sul (R\$ 113 milhões), serviços terceirizados (R\$ 15 milhões), manutenção de *hardware/software* (R\$ 12 milhões), poda de árvores (R\$ 12 milhões), serviço de manutenção de linhas, redes e subestações (R\$ 10 milhões), leitura de medidores e uso (R\$ 9 milhões), *Call Center* (R\$ 7 milhões), ações de cobrança (R\$ 5 milhões), manutenção em subestações (R\$ 3 milhões) e outros (R\$ 9 milhões);

**Outros custos/despesas operacionais** - aumento de 12,5% (R\$ 68 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: aquisição da RGE Sul (R\$ 45 milhões), despesas legais e judiciais (R\$ 31 milhões) e outras despesas (R\$ 29 milhões). Tais efeitos foram parcialmente compensados pela redução na provisão para créditos de liquidação duvidosa (R\$ 36 milhões).

### **Demais custos e despesas operacionais**

No 4T17, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 815 milhões, comparado a R\$ 717 milhões no 4T16, registrando um aumento de 13,7% (R\$ 98 milhões), com as variações abaixo:

- (i) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 57 milhões);
- (ii) Aumento de 1016,3% (R\$ 60 milhões) no item **Amortização do Intangível da Concessão**;
- (iii) Aumento de 5,8% (R\$ 26 milhões) no **custo com construção da infraestrutura da concessão**. Esse item, que atingiu R\$ 482 milhões no 4T17, não afeta o resultado, pois tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- (iv) Aumento de 10,8% (R\$ 2 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2017;

Parcialmente compensados por:

- (v) Redução de 38,4% (R\$ 45 milhões) no item **Depreciação e Amortização**;
- (vi) Redução de 17,0% (R\$ 3 milhões) no item **Amortização do Ágio de Aquisição**.

Em 2017, os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 2.902 milhões, comparado a R\$ 1.971 milhões em 2016, registrando um aumento de 47,3% (R\$ 931 milhões), com as variações

abaixo:

- (vii) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 490 milhões);
- (viii) Aumento de 30,5% (R\$ 378 milhões) no **custo com construção da infraestrutura da concessão**. Esse item, que atingiu R\$ 1.615 milhões em 2017, não afeta o resultado, pois tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- (ix) Aumento de 254,1% (R\$ 60 milhões) no item **Amortização do Intangível da Concessão**;
- (x) Aumento de 39,1% (R\$ 29 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2017;

Parcialmente compensados por:

- (xi) Redução de 37,5% (R\$ 24 milhões) no item **Amortização do Ágio de Aquisição**;
- (xii) Redução de 0,4% (R\$ 2 milhões) no item **Depreciação e Amortização**.

### 11.1.1.6) EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 668 milhões no 4T17, comparado a R\$ 372 milhões no 4T16, um aumento de 79,5% (R\$ 296 milhões). Em 2017, o **EBITDA** totalizou R\$ 2.234 milhões, comparado a R\$ 1.845 milhões em 2016, um aumento de 21,1% (R\$ 390 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>320</b>	<b>(20)</b>	<b>-</b>	<b>605</b>	<b>407</b>	<b>48,5%</b>
Depreciação e Amortização	194	170		764	591	
Resultado Financeiro	89	201		566	551	
IR/CS	64	21		300	296	
<b>EBITDA</b>	<b>668</b>	<b>372</b>	<b>79,5%</b>	<b>2.234</b>	<b>1.845</b>	<b>21,1%</b>

### 11.1.1.7) Resultado Financeiro

Nas análises apresentadas neste relatório, consideramos o impacto da inclusão da RGE Sul como um item isolado. No entanto, os impactos causados pela aquisição da RGE Sul no resultado da CPFL Energia (em função de redução de Caixa e aumento de Endividamento para *funding* da aquisição, entre outros) não foram excluídos em nossas análises.

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Receitas</b>						
Rendas de Aplicações Financeiras	28	97	-70,9%	218	371	-41,4%
Acréscimos e Multas Moratórias	61	69	-10,8%	262	238	10,0%
Atualização de Créditos Fiscais	1	2	-51,3%	8	19	-59,6%
Atualização de Depósitos Judiciais	9	8	14,3%	49	34	43,1%
Atualizações Monetárias e Cambiais	14	10	36,8%	40	78	-48,5%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	7	3	158,9%	16	16	1,2%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	-	(18)	-100,0%	-	33	-100,0%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(9)	(14)	-37,9%	(36)	(47)	-22,1%
Outros	13	7	71,6%	41	39	5,8%
<b>Total</b>	<b>125</b>	<b>165</b>	<b>-24,2%</b>	<b>597</b>	<b>781</b>	<b>-23,6%</b>
<b>Despesas</b>						
Encargos de Dívidas	(131)	(187)	-30,0%	(623)	(690)	-9,7%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(69)	(142)	-51,7%	(390)	(525)	-25,7%
(-) Juros Capitalizados	6	4	39,7%	21	13	55,3%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(2)	(8)	-80,2%	(82)	(25)	228,3%
Outros	(19)	(33)	-42,5%	(88)	(105)	-15,8%
<b>Total</b>	<b>(214)</b>	<b>(366)</b>	<b>-41,5%</b>	<b>(1.164)</b>	<b>(1.332)</b>	<b>-12,6%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(89)</b>	<b>(201)</b>	<b>-55,7%</b>	<b>(566)</b>	<b>(551)</b>	<b>2,9%</b>

Resultado Financeiro (sem RGE Sul) (R\$ Milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Receitas</b>						
Rendas de Aplicações Financeiras	25	95	-73,8%	201	368	-45,4%
Acréscimos e Multas Moratórias	50	58	-14,6%	208	228	-8,7%
Atualização de Créditos Fiscais	1	2	-51,3%	8	19	-59,6%
Atualização de Depósitos Judiciais	9	8	6,6%	46	34	34,3%
Atualizações Monetárias e Cambiais	13	11	13,4%	39	79	-50,8%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	7	3	158,9%	16	16	1,2%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	-	(14)	-100,0%	-	36	-100,0%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(9)	(10)	-17,6%	(36)	(43)	-16,0%
Outros	12	7	87,0%	37	38	-4,2%
<b>Total</b>	<b>108</b>	<b>159</b>	<b>-32,0%</b>	<b>518</b>	<b>776</b>	<b>-33,2%</b>
<b>Despesas</b>						
Encargos de Dívidas	(106)	(159)	-33,6%	(489)	(662)	-26,1%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(64)	(136)	-53,3%	(368)	(519)	-29,2%
(-) Juros Capitalizados	6	4	44,9%	18	13	38,3%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(4)	(8)	-48,6%	(66)	(25)	165,1%
Outros	(16)	(28)	-42,1%	(72)	(100)	-28,0%
<b>Total</b>	<b>(183)</b>	<b>(327)</b>	<b>-43,8%</b>	<b>(977)</b>	<b>(1.293)</b>	<b>-24,4%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(76)</b>	<b>(168)</b>	<b>-55,0%</b>	<b>(460)</b>	<b>(518)</b>	<b>-11,2%</b>

No 4T17, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 89 milhões, uma redução de 55,7% (R\$ 112 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira: redução de 24,2% (R\$ 40 milhões), passando de R\$ 165 milhões no 4T16 para R\$ 125 milhões no 4T17, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Redução de 73,8% (R\$ 70 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, em virtude do menor no saldo médio de aplicações e da queda do CDI;
  - (ii) Redução de 14,6% (R\$ 9 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**;
  - (iii) Redução de 51,3% (R\$ 1 milhão) na **atualização de créditos fiscais**;

Parcialmente compensados por:

- (iv) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 11 milhões);
  - (v) Redução de R\$ 14 milhões na **atualização do ativo financeiro setorial** (reductor de receita);
  - (vi) Aumento de 87,0% (R\$ 6 milhões) em **outras receitas financeiras**;
  - (vii) Aumento de 158,9% (R\$ 4 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;
  - (viii) Aumento de 13,4% (R\$ 2 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
    - (a) ao aumento de R\$ 6 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel; parcialmente compensado pela (b) redução de R\$ 4 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores;
  - (ix) Redução de 17,6% (R\$ 2 milhões) no **PIS e Cofins sobre receita financeira** (reductor de receita);
  - (x) Aumento de 6,6% (R\$ 1 milhão) na **atualização de depósitos judiciais**;
- Despesa Financeira: redução de 41,5% (R\$ 152 milhões), passando de R\$ 366 milhões no 4T16 para R\$ 214 milhões no 4T17, devido principalmente aos seguintes fatores:
    - (i) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 9 milhões);
    - (ii) Redução de 53,3% (R\$ 72 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
      - (a) à redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 70 milhões); e (b) ao efeito positivo da marcação a mercado nas operações sob a Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 9 milhões); parcialmente compensados pelo (c) efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 7 milhões);
    - (iii) Redução de 33,6% (R\$ 53 milhões) nos **encargos de dívidas em moeda local**;
    - (iv) Redução de 42,1% (R\$ 12 milhões) em **outras despesas financeiras**;
    - (v) Redução de 48,6% (R\$ 4 milhões) na **atualização do passivo financeiro setorial**;
    - (vi) Aumento de 44,9% (R\$ 2 milhões) nos **juros capitalizados** (reductor de despesa).

Em 2017, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 566 milhões, um aumento de 2,9% (R\$ 16 milhões). Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira: redução de 23,6% (R\$ 184 milhões), passando de R\$ 781 milhões em 2016 para R\$ 597 milhões em 2017, devido principalmente aos seguintes fatores:
  - (i) Redução de 45,4% (R\$ 167 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, em virtude do menor no saldo médio de aplicações e da queda do CDI;
  - (ii) Redução de 50,8% (R\$ 40 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**, devido às reduções de: (a) R\$ 36 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; e (b) R\$ 8 milhões na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel; parcialmente compensadas pelo aumento de (c) R\$ 5 milhões em outras atualizações monetárias e cambiais;
  - (iii) Redução de R\$ 36 milhões na **atualização do ativo financeiro setorial**;
  - (iv) Redução de 8,7% (R\$ 20 milhões) nos **acréscimos e multas moratórias**;
  - (v) Redução de 59,6% (R\$ 11 milhões) na **atualização de créditos fiscais**;
  - (vi) Redução de 4,2% (R\$ 2 milhões) em **outras receitas financeiras**;

Parcialmente compensados por:



- (vii) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 73 milhões);
  - (viii) Aumento de 34,3% (R\$ 12 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**;
  - (ix) Redução de 16,0% (R\$ 7 milhões) no **PIS e Cofins sobre receita financeira** (reduzidor de receita);
- Despesa Financeira: redução de 12,6% (R\$ 168 milhões), passando de R\$ 1.332 milhões em 2016 para R\$ 1.164 milhões em 2017, devido principalmente aos seguintes fatores:
    - (i) Redução de 26,1% (R\$ 173 milhões) nos **encargos de dívidas em moeda local**;
    - (ii) Redução de 29,2% (R\$ 151 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
      - (a) à redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 185 milhões); e (b) ao efeito positivo da marcação a mercado nas operações sob a Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 3 milhões); parcialmente compensados pelo (c) efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 36 milhões);
    - (iii) Redução de 28,0% (R\$ 28 milhões) em **outras despesas financeiras**;
    - (iv) Aumento de 38,3% (R\$ 5 milhões) nos **juros capitalizados** (reduzidor de despesa);  
Parcialmente compensados por:
      - (v) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 147 milhões);
      - (vi) Aumento de 165,1% (R\$ 41 milhões) na **atualização do passivo financeiro setorial**.

### 11.1.1.8) Lucro Líquido

No 4T17, foi registrado um **Lucro Líquido** de R\$ 320 milhões, comparado a um **Prejuízo Líquido** de R\$ 20 milhões no 4T16. Em 2017, o **Lucro Líquido** atingiu R\$ 605 milhões, comparado a um Lucro Líquido de R\$ 407 milhões, um aumento de 48,5% (R\$ 198 milhões).

### 11.1.2) Eventos Tarifários

#### Datas de referência

Datas dos Processos Tarifários	
Distribuidora	Data
CPFL Santa Cruz	22 de março*
CPFL Leste Paulista	22 de março*
CPFL Jaguarí	22 de março*
CPFL Sul Paulista	22 de março*
CPFL Mococa	22 de março*
CPFL Paulista	8 de abril
RGE Sul	19 de abril
RGE	19 de junho
CPFL Pratininga	23 de Outubro

Revisões Tarifárias			
Distribuidora	Periodicidade	Data da Próxima Revisão	Ciclo
CPFL Paulista	A cada 5 anos	Abril de 2018	4º CRTP
RGE Sul	A cada 5 anos	Abril de 2018	4º CRTP
RGE	A cada 5 anos	Junho de 2018	4º CRTP
CPFL Piratininga	A cada 4 anos	Outubro de 2019	5º CRTP
CPFL Santa Cruz	A cada 5 anos	Março de 2021*	5º CRTP
CPFL Leste Paulista	A cada 5 anos	Março de 2021*	5º CRTP
CPFL Jaguari	A cada 5 anos	Março de 2021*	5º CRTP
CPFL Sul Paulista	A cada 5 anos	Março de 2021*	5º CRTP
CPFL Mococa	A cada 5 anos	Março de 2021*	5º CRTP

\* Na Audiência Pública 038/2015, realizada pela ANEEL, as datas das revisões foram alteradas para 22 de março. A data utilizada anteriormente para os reajustes destas distribuidoras era 3 de fevereiro.

## Reajustes tarifários anuais ocorridos em abril, junho e outubro de 2017

	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

## Reajustes tarifários anuais ocorridos em 2018<sup>1</sup>

	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
Resolução Homologatória	2.376	2.376	2.376	2.376	2.376
<b>Reajuste</b>	<b>5,71%</b>	<b>5,71%</b>	<b>5,71%</b>	<b>5,71%</b>	<b>5,71%</b>
Parcela A	5,92%	5,92%	5,92%	5,92%	5,92%
Parcela B	-1,51%	-1,51%	-1,51%	-1,51%	-1,51%
Componentes Financeiros	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%
<b>Efeito para o consumidor</b>	<b>5,32%</b>	<b>7,03%</b>	<b>21,15%</b>	<b>7,50%</b>	<b>3,40%</b>
Data de entrada em vigor	22/03/2018	22/03/2018	22/03/2018	22/03/2018	22/03/2018

<sup>1</sup>Considerando o agrupamento das concessões em 31/12/2017, os mesmos percentuais de reajuste foram considerados para todas as concessões, porém, o efeito percebido pelo consumidor é diferente em cada uma das concessões.

### 11.1.3) Indicadores Operacionais

#### DEC e FEC

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 (nº vezes)									
	2013	2014	2015	2016	1T17	2T17	3T17	4T17	ANEEL <sup>1</sup>	2013	2014	2015	2016	1T17	2T17	3T17	4T17	ANEEL <sup>1</sup>
CPFL Paulista	7.14	6.93	7.76	7.62	7.33	7.23	7.37	7.14	<b>7.50</b>	4.73	4.88	4.89	5.00	4.89	4.94	5.10	4.94	<b>6.53</b>
CPFL Piratininga	7.44	6.98	7.24	8.44 <sup>2</sup>	8.82	7.45	7.22	6.97	<b>6.93</b>	4.58	4.19	4.31	3.97 <sup>2</sup>	4.28	4.56	4.52	4.45	<b>6.04</b>
RGE	17.35	18.77	15.98	14.44	14.43	13.88	14.42	14.16	<b>12.15</b>	9.04	9.14	8.33	7.56	7.82	7.57	7.85	7.74	<b>9.10</b>
RGE Sul	14.07	17.75	19.11	19.45	17.34	16.24	16.34	15.58	<b>11.38</b>	7.39	8.87	8.42	9.41	8.84	8.36	8.23	7.62	<b>9.10</b>
CPFL Santa Cruz	6.97	6.74	8.46	5.65	5.38	5.23	5.09	4.82	<b>9.25</b>	6.82	5.29	6.34	4.09	3.79	3.88	3.76	3.69	<b>8.76</b>
CPFL Jaguari	5.92	5.41	6.93	7.10	7.81	7.26	6.33	6.31	<b>8.00</b>	5.43	4.32	4.61	6.13	7.34	6.95	5.47	5.64	<b>8.00</b>
CPFL Mococa	4.86	6.88	7.04	10.56	10.30	9.73	6.07	5.92	<b>10.19</b>	4.93	7.31	5.92	6.63	6.33	6.04	6.02	6.04	<b>8.79</b>
CPFL Leste Paulista	7.58	8.48	7.92	8.01	8.19	8.44	8.02	7.91	<b>9.79</b>	6.33	6.30	5.67	5.73	5.69	6.45	6.20	6.19	<b>8.49</b>
CPFL Sul Paulista	9.08	9.69	11.51	15.20	12.62	11.11	10.05	8.20	<b>10.45</b>	6.71	7.03	9.47	11.76	9.98	9.50	8.92	6.77	<b>8.72</b>
Santa Cruz - Agrup									6.13									5.04

Notas:

(1) Limite ANEEL 2017;

(2) Nas divulgações anteriores, reportamos um FEC de 3,80 e um DEC de 6,97 para a CPFL Piratininga em 2016. Este número excluiu 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.

A CPFL Piratininga e CPFL Mococa foram impactadas em 2016 por desligamentos com origem na empresa Transmissora (Suprimento Externo), em volume maior do que o histórico, mas nos períodos mais recentes o DEC vem demonstrando tendência consistente de melhoria dos resultados.

Os DEC's da RGE Sul e da CPFL Sul Paulista registraram melhora dos indicadores no 4T17, quando comparados com 2016, demonstrando a eficácia das manutenções e obras de melhorias realizadas, e também porque, no 2017, tivemos condições climáticas mais favoráveis do que em 2016, quando ainda estávamos sofrendo os efeitos do que foi considerado o *El Niño* mais forte dos últimos 15 anos.

Já o indicador FEC foi mantido abaixo do limite regulatório em todas as empresas (com exceção da CPFL Sul Paulista, porém com tendência de entrar na meta até o final de 2017), refletindo a eficácia das manutenções realizadas e os constantes investimentos em melhorias e modernizações realizadas pela CPFL.

## Perdas

Abaixo podemos visualizar como foi o desempenho das distribuidoras do grupo CPFL ao longo dos últimos trimestres:

Perdas Acumuladas em 12 Meses <sup>1</sup>	Perdas Técnicas					Perdas Não-Técnicas					Perdas Totais				
	1T17	2T17	3T17	4T17	ANEEL <sup>2</sup>	1T17	2T17	3T17	4T17	ANEEL <sup>2</sup>	1T17	2T17	3T17	4T17	ANEEL <sup>2</sup>
<b>CPFL Energia</b>	6.25%	6.22%	6.21%	6.19%	<b>6.39%</b>	2.98%	2.76%	2.94%	2.82%	<b>1.81%</b>	9.23%	8.98%	9.15%	9.01%	<b>8.20%</b>
CPFL Paulista	6.02%	5.90%	5.82%	5.84%	<b>6.32%</b>	3.64%	3.54%	3.71%	3.47%	<b>1.98%</b>	9.66%	9.45%	9.53%	9.31%	<b>8.30%</b>
CPFL Piratininga	5.31%	5.37%	5.45%	5.50%	<b>5.52%</b>	2.20%	2.07%	2.08%	1.96%	<b>1.45%</b>	7.52%	7.44%	7.53%	7.46%	<b>6.97%</b>
RGE	7.45%	7.52%	7.57%	7.60%	<b>7.28%</b>	2.42%	1.63%	1.77%	1.60%	<b>1.81%</b>	9.87%	9.16%	9.35%	9.20%	<b>9.09%</b>
RGE Sul	6.70%	6.66%	6.74%	6.44%	<b>6.75%</b>	3.02%	3.02%	3.51%	3.83%	<b>2.20%</b>	9.72%	9.68%	10.25%	10.28%	<b>8.95%</b>
Nova CPFL Santa Cruz	7.41%	7.53%	7.49%	7.39%		1.64%	0.94%	1.29%	1.19%		9.05%	8.48%	8.78%	8.59%	
CPFL Santa Cruz	8.68%	8.97%	8.79%	8.56%	<b>7.76%</b>	1.31%	0.31%	1.10%	0.82%	<b>0.51%</b>	9.98%	9.28%	9.89%	9.38%	<b>8.27%</b>
CPFL Jaguari	3.39%	3.47%	3.54%	3.61%	<b>4.28%</b>	1.01%	0.17%	0.29%	0.40%	<b>0.41%</b>	4.40%	3.64%	3.83%	4.01%	<b>4.69%</b>
CPFL Mococa	7.34%	7.40%	7.66%	7.89%	<b>8.17%</b>	3.18%	3.05%	3.07%	2.98%	<b>0.57%</b>	10.52%	10.46%	10.73%	10.87%	<b>8.74%</b>
CPFL Leste Paulista	8.39%	8.35%	8.23%	8.23%	<b>7.99%</b>	2.18%	1.68%	1.38%	1.48%	<b>0.82%</b>	10.57%	10.03%	9.62%	9.71%	<b>8.81%</b>
CPFL Sul Paulista	8.25%	8.15%	8.14%	7.96%	<b>5.94%</b>	1.97%	1.71%	1.91%	1.84%	<b>0.22%</b>	10.22%	9.86%	10.05%	9.80%	<b>6.16%</b>

Notas:

- (1) Os valores reportados foram adequados para uma melhor comparação com as trajetórias de perdas definidas pela ANEEL. Para CPFL Piratininga, RGE e RGE Sul, os clientes conectados na tensão A1 são expurgados da conta;
- (2) As metas regulatórias de perdas são definidos no processo de revisão tarifária periódica (RTP). CPFL Paulista, RGE e RGE Sul estão no 3º CRTTP e as demais distribuidoras se encontram no 4º CRTTP.

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia, já considerando a RGE Sul no histórico, foi de **9,01%** no 4T17, comparado a **9,31%** no 4T16, uma redução de **0,30 p.p.** Se desconsiderarmos a RGE Sul, o índice de perdas consolidado da CPFL Energia seria de **8,81%** no 4T17, comparado a **9,09%** no 4T16, uma redução de **0,27 p.p.**

Já as perdas não técnicas em relação ao mercado de baixa tensão evoluíram conforme o quadro abaixo:

Perdas Acumuladas em 12 Meses - BT <sup>1</sup>	Perdas Não-Técnicas sobre BT				
	1T17	2T17	3T17	4T17	ANEEL <sup>2</sup>
CPFL Paulista	8.59%	8.36%	8.78%	8.17%	<b>4.61%</b>
CPFL Piratininga	6.21%	5.85%	5.89%	5.56%	<b>3.90%</b>
RGE	5.99%	4.03%	4.36%	3.99%	<b>4.41%</b>
RGE Sul	7.15%	7.14%	8.28%	9.14%	<b>4.91%</b>
Nova CPFL Santa Cruz	3.61%	2.07%	2.85%	2.62%	
CPFL Santa Cruz	2.64%	0.62%	2.23%	1.65%	<b>0.98%</b>
CPFL Jaguari	4.10%	0.68%	1.16%	1.60%	<b>1.60%</b>
CPFL Mococa	5.64%	5.44%	5.50%	5.37%	<b>0.98%</b>
CPFL Leste Paulista	3.96%	3.05%	2.52%	2.70%	<b>1.46%</b>
CPFL Sul Paulista	4.27%	3.68%	4.11%	3.96%	<b>0.46%</b>

Nota:

- (1) Os valores das metas e trajetórias regulatórias de perdas são definidos no processo de revisão tarifária periódica (RTP). CPFL Paulista, RGE e RGE Sul estão no 3º CRTTP e as demais distribuidoras já se encontram no 4º CRTTP.

## 11.2) Segmentos de Comercialização e Serviços

### 11.2.1) Segmento de Comercialização

DRE Consolidado - Comercialização (R\$ Milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Receita Operacional Líquida	1.044	607	72,1%	3.414	2.085	63,8%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>53</b>	<b>59</b>	<b>-9,3%</b>	<b>171</b>	<b>163</b>	<b>5,0%</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>29</b>	<b>34</b>	<b>-12,6%</b>	<b>90</b>	<b>107</b>	<b>-15,4%</b>

Nota:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

#### Receita Operacional

No 4T17, a receita operacional líquida atingiu R\$ 1.044 milhões, representando um aumento de 72,1% (R\$ 437 milhões).

Em 2017, a receita operacional líquida foi de R\$ 3.414 milhões, representando aumento de 63,8% (R\$1.329 milhões).

#### EBITDA

No 4T17, o EBITDA foi de R\$ 53 milhões, comparado a R\$ 59 milhões no 4T16, uma redução de 9,3% (R\$ 6 milhões).

Em 2017, o EBITDA foi de R\$ 171 milhões, comparado a R\$ 163 milhões em 2016, um aumento de 5,0% (R\$ 8 milhões).

#### Lucro Líquido

No 4T17, o lucro líquido foi de R\$ 29 milhões, comparado R\$ 34 milhões no 4T16, uma redução de 12,6% (R\$ 5 milhões).

Em 2017, o lucro líquido foi de R\$ 90 milhões, comparado R\$ 107 milhões em 2016, uma redução de 15,4% (R\$ 17 milhões).

### 11.2.2) Segmento de Serviços

DRE Consolidado - Serviços (R\$ Milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Receita Operacional Líquida	98	102	-3,9%	486	400	21,3%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>27</b>	<b>17</b>	<b>55,0%</b>	<b>87</b>	<b>78</b>	<b>11,7%</b>
<b>Lucro Líquido</b>	<b>17</b>	<b>13</b>	<b>27,4%</b>	<b>55</b>	<b>54</b>	<b>1,4%</b>

Nota:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

#### Receita Operacional

No 4T17, a receita operacional líquida atingiu R\$ 98 milhões, representando uma redução de 3,9% (R\$ 4 milhões).

Em 2017, a receita operacional líquida foi de R\$ 486 milhões, representando um aumento de 21,3% (R\$ 86 milhões).

## EBITDA

No 4T17, o EBITDA foi de R\$ 27 milhões, comparado a R\$ 17 milhões no 4T16, um aumento de 55,0% (R\$ 10 milhões).

Em 2017, o EBITDA foi de R\$ 87 milhões, comparado a R\$ 78 milhões em 2016, um aumento de 11,7% (R\$ 9 milhões).

## Lucro Líquido

No 4T17, o lucro líquido foi de R\$ 17 milhões, comparado a R\$ 13 milhões no 4T16, um aumento de 27,4% (R\$ 4 milhões).

Em 2017, o lucro líquido foi de R\$ 55 milhões, comparado R\$ 54 milhões em 2016, um aumento de 1,4% (R\$ 1 milhão).

### 11.3) Segmento de Geração Convencional

#### 11.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (R\$ Milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	391	290	<b>35,0%</b>	1.303	1.105	<b>17,9%</b>
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>360</b>	<b>263</b>	<b>37,0%</b>	<b>1.190</b>	<b>1.003</b>	<b>18,7%</b>
Custo com Energia Elétrica	(49)	(29)	69,3%	(147)	(99)	49,6%
Custos e Despesas Operacionais	(107)	(63)	68,4%	(279)	(233)	20,0%
Resultado do Serviço	205	171	19,9%	763	672	13,7%
<b>EBITDA</b>	<b>295</b>	<b>315</b>	<b>-6,2%</b>	<b>1.200</b>	<b>1.110</b>	<b>8,0%</b>
Resultado Financeiro	(63)	(96)	-34,6%	(329)	(380)	-13,4%
Lucro Antes da Tributação	201	185	8,9%	747	603	23,8%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>203</b>	<b>161</b>	<b>26,1%</b>	<b>652</b>	<b>505</b>	<b>29,0%</b>

Nota:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

#### 11.3.1.1) Receita Operacional

Nas análises apresentadas neste relatório, em 2017, consideramos a migração das transmissoras CPFL Piracicaba e CPFL Morro Agudo do segmento "Outros" para o segmento "Geração Convencional".

No 4T17, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 391 milhões, um aumento de 35,0% (R\$ 101 milhões) em relação ao 4T16.

A variação na receita operacional bruta é explicada pelos seguintes fatores:

- Efeito decorrente da consolidação das transmissoras em Receita com Construção de Infraestrutura (R\$ 47 milhões) e outras receitas (R\$ 30 milhões);
- Aumento de R\$ 7 milhões na receita de suprimento de energia proveniente da UHE Serra da Mesa, justificado pelos incrementos de receita de suprimento de Furnas;

- Aumento de R\$ 7 milhões na receita proveniente das usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran);
- Aumento de 3,6% (R\$ 2 milhões) no suprimento para CPFL Paulista e CPFL Piratininga da energia oriunda da UHE Barra Grande (Baesa).

A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 360 milhões, registrando um aumento de 37,0% (R\$ 97 milhões) em relação ao 4T16.

Em 2017, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 1.303 milhões, um aumento de 17,9% (R\$ 198 milhões).

A variação na receita operacional bruta é explicada pelos seguintes fatores:

- Efeito decorrente da consolidação das transmissoras em Receita com Construção de Infraestrutura (R\$ 47 milhões) e outras receitas (R\$ 30 milhões);
- Aumento de 6,1% (R\$ 33 milhões) na receita de suprimento de energia da UHE Serra da Mesa, devido ao aumento de 6,4% no preço médio de venda, em virtude de reajuste de preços desse contrato de venda;
- Aumento de R\$ 22 milhões na receita proveniente das usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran);
- Aumento de 6,8% (R\$ 13 milhões) no suprimento para CPFL Paulista e CPFL Piratininga da energia oriunda da UHE Barra Grande (Baesa);
- Outras receitas (R\$ 41 milhões).

A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 1.190 milhões, registrando um aumento de 18,7% (R\$ 187 milhões).

### 11.3.1.2) Custo com Energia Elétrica

Nas análises apresentadas neste relatório, em 2017, consideramos a migração das transmissoras CPFL Piracicaba e CPFL Morro Agudo do segmento “Outros” para o segmento “Geração Convencional”.

No 4T17, o custo com energia elétrica foi de R\$ 49 milhões, um aumento de 69,3% (R\$ 20 milhões) quando comparado ao 4T16, devido principalmente aos seguintes fatores:

- Aumento de 86,5% (R\$ 19 milhões) no custo com Energia Comprada para Revenda, devido principalmente aos seguintes fatores:
    - (i) Aumento de R\$ 9 milhões no custo com energia para as usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran), devido ao aumento no volume de energia comprada, aliado ao aumento no preço médio, ocasionado pela elevação do PLD;
    - (ii) Na CPFL Geração, aumento do custo com compra de energia (R\$ 15 milhões), explicado principalmente pelo aumento no preço médio de compra da energia oriunda da Baesa;
- Parcialmente compensados por:
- (iii) Redução de R\$ 6 milhões no custo com energia da Paulista Lajeado.
- Aumento de 10,3% (R\$ 1 milhão) no custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição.

Em 2017 o custo com energia elétrica foi de R\$ 147 milhões, um aumento de 49,6% (R\$ 49 milhões),

devido principalmente aos seguintes fatores:

- Aumento de 62,4% (R\$ 46 milhões) no custo com Energia Comprada para Revenda, devido principalmente aos seguintes fatores:
    - (i) Aumento de R\$ 37 milhões no custo com energia para as usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran), devido ao aumento no volume de energia comprada, aliado ao aumento no preço médio, ocasionado pela elevação do PLD;
    - (ii) Na CPFL Geração, aumento do custo com energia oriunda da Baesa (R\$ 18 milhões) devido ao aumento no preço médio de compra da energia.
- Parcialmente compensados por:
- (iii) Redução de R\$ 10 milhões no custo com energia da Paulista Lajeado.
- Aumento de 10,7% (R\$ 3 milhões) no custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição.

### 11.3.1.3) Custos e Despesas Operacionais

Nas análises apresentadas neste relatório, em 2017, consideramos a migração das transmissoras CPFL Piracicaba e CPFL Morro Agudo do segmento “Outros” para o segmento “Geração Convencional”.

No 4T17, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 107 milhões, comparados a R\$ 63 milhões no 4T16, um aumento de 68,4% (R\$ 43 milhões), devido às variações em:

- PMSO, item que atingiu R\$ 75 milhões no 4T17, comparado a R\$ 29 milhões no 4T16, registrando um aumento de 157,8% (R\$ 46 milhões). A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

PMSO (R\$ milhões)						
	4T17	4T16	Variação	2017	2016	Variação
			%			%
<b>PMSO</b>						
Pessoal	(11)	(9)	23,3%	(39)	(36)	9,4%
Material	(1)	(1)	-10,5%	(4)	(3)	54,6%
Serviços de Terceiros	(7)	(7)	-9,7%	(26)	(22)	17,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(57)	(12)	364,5%	(84)	(44)	93,5%
Prêmio do Risco do GSF	(2)	(2)	0,0%	(5)	(5)	-
Outros	(55)	(11)	427,2%	(79)	(38)	106,8%
<b>Total PMSO</b>	<b>(75)</b>	<b>(29)</b>	<b>157,8%</b>	<b>(154)</b>	<b>(105)</b>	<b>47,4%</b>

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- (i) Aumento de R\$ 45 milhões em outros custos/despesas operacionais, devido principalmente à variação de R\$ 45 milhões nos Custos com Construção de Infraestrutura, em decorrência da consolidação das transmissoras CPFL Piracicaba e CPFL Morro Agudo;
- (ii) Aumento de 23,3% (R\$ 2 milhões) nas despesas com Pessoal, principalmente em função do acordo coletivo de trabalho;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Redução de 10,5% nas despesas com Material;



- (iv) Redução de 9,7% nas despesas com Serviços de Terceiros.
- Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 31 milhões no 4T17, comparado a R\$ 34 milhões no 4T16, registrando a redução de 8,3% (R\$ 3 milhões), com as variações abaixo:
  - (i) Redução de 17,3% (R\$ 5 milhões) em Depreciação e Amortização;  
Parcialmente compensados por:
  - (ii) Aumento de 103,3% em Amortização do Intangível da Concessão (R\$ 2 milhões).

Em 2017, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 279 milhões, comparados a R\$ 233 milhões em 2016, um aumento 20,0% (R\$ 47 milhões), devido às variações em:

- PMSO, item que atingiu R\$ 154 milhões em 2017, comparado a R\$ 105 milhões em 2016, registrando um aumento de 47,4% (R\$ 50 milhões). Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:
  - (i) Aumento de 9,4% (R\$ 3 milhões) nas despesas com Pessoal, principalmente em função do acordo coletivo de trabalho;
  - (ii) Aumento de 54,6% (R\$ 2 milhões) nas despesas com Material, na controlada Ceran, decorrente de aumento nas despesas com material para manutenção das usinas;
  - (iii) Aumento de 17,8% (R\$ 4 milhões) nas despesas com Serviços de Terceiros;
  - (iv) Aumento de 93,5% (R\$ 41 milhões) em outros custos/despesas operacionais, devido principalmente à variação de R\$ 45 milhões nos Custos com Construção de Infraestrutura, em decorrência da consolidação das transmissoras CPFL Piracicaba e CPFL Morro Agudo.
- Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 125 milhões em 2017, comparado a R\$ 128 milhões em 2016, registrando a redução de 2,4% (R\$ 3 milhões), com as variações abaixo:
  - (i) Redução de 5,2% (R\$ 6 milhões) em Depreciação e Amortização;  
Parcialmente compensados por:
  - (ii) Aumento de 25,8% (R\$ 3 milhões) em Amortização do Intangível da Concessão;
  - (iii) Aumento de R\$ 0,4 milhão com Entidade de Previdência Privada.

#### 11.3.1.4) Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
	4T17	4T16	Var. R\$	Var. %	2017	2016	Var. R\$	Var. %
<b>Projetos</b>								
UHE Barra Grande	(0)	1	(2)	100,0%	12	10	2	20,3%
UHE Campos Novos	(3)	33	(36)	-109,1%	86	117	(31)	-26,7%
UHE Foz do Chapecó	26	52	(26)	-49,8%	121	117	3	2,7%
UTE Epasa	37	24	13	56,3%	95	68	27	40,1%
<b>Total</b>	<b>60</b>	<b>110</b>	<b>(51)</b>	<b>-46,0%</b>	<b>312</b>	<b>311</b>	<b>1</b>	<b>0,3%</b>

No 4T17, o resultado da Equivalência Patrimonial foi de R\$ 60 milhões, comparado a R\$ 110 milhões no 4T16, uma redução de 46,0% (R\$ 51 milhões).

No acumulado de 2017, o resultado da Equivalência Patrimonial foi de R\$ 312 milhões, comparado

a R\$ 311 milhões em 2016, um aumento de 0,3% (R\$ 1 milhão).

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
EPASA	4T17	4T16	Var. R\$	Var. %	2017	2016	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	138	96	41	43,1%	421	292	129	44,0%
Custos/Desp. Operacionais	(85)	(57)	(28)	49,0%	(277)	(175)	(101)	58,0%
Depreciação e Amortização	(6)	(6)	(0)	6,6%	(19)	(19)	(0)	1,6%
Resultado Financeiro	(6)	(3)	(3)	116,2%	(14)	(12)	(2)	13,3%
IR/CS	(8)	(4)	(4)	120,3%	(21)	(15)	(6)	42,4%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>37</b>	<b>24</b>	<b>13</b>	<b>56,3%</b>	<b>95</b>	<b>68</b>	<b>27</b>	<b>40,1%</b>

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
FOZ DO CHAPECO	4T17	4T16	Var. R\$	Var. %	2017	2016	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	110	107	3	2,4%	423	403	20	5,0%
Custos/Desp. Operacionais	(33)	(11)	(22)	197,4%	(95)	(72)	(24)	33,1%
Depreciação e Amortização	(16)	(16)	(0)	3,1%	(65)	(65)	(0)	0,0%
Resultado Financeiro	(49)	(16)	(33)	214,1%	(93)	(64)	(30)	46,4%
IR/CS	(12)	(22)	10	-46,5%	(63)	(54)	(8)	15,6%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>26</b>	<b>52</b>	<b>(26)</b>	<b>-49,8%</b>	<b>121</b>	<b>117</b>	<b>3</b>	<b>2,7%</b>

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
BAESA	4T17	4T16	Var. R\$	Var. %	2017	2016	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	43	15	28	191,9%	103	60	43	72,0%
Custos/Desp. Operacionais	(38)	(7)	(31)	464,6%	(67)	(19)	(47)	245,5%
Depreciação e Amortização	(3)	(3)	0	-0,2%	(13)	(13)	0	-1,6%
Resultado Financeiro	(4)	(2)	(2)	118,3%	(7)	(6)	(1)	16,8%
IR/CS	0	(1)	1	-149,2%	(6)	(5)	(1)	24,7%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(0)</b>	<b>1</b>	<b>(2)</b>	<b>-128,8%</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>2</b>	<b>20,3%</b>

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
ENERCAN	4T17	4T16	Var. R\$	Var. %	2017	2016	Var. R\$	Var. %
Receita Líquida	71	71	0	0,1%	283	275	8	2,7%
Custos/Desp. Operacionais	(68)	(16)	(52)	319,2%	(133)	(67)	(66)	99,3%
Depreciação e Amortização	(6)	(7)	0	-2,6%	(26)	(26)	1	-2,1%
Resultado Financeiro	(7)	(4)	(3)	65,1%	(15)	(18)	3	-14,2%
IR/CS	3	(16)	19	-118,6%	(43)	(59)	16	-27,2%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(3)</b>	<b>33</b>	<b>(36)</b>	<b>-109,1%</b>	<b>86</b>	<b>117</b>	<b>(31)</b>	<b>-26,7%</b>

### 11.3.1.5) EBITDA

No 4T17, o **EBITDA** foi de R\$ 295 milhões, comparado a R\$ 315 milhões no 4T16, uma redução de 6,2% (R\$ 20 milhões).

Em 2017, o **EBITDA** foi de R\$ 1.200 milhões, comparado a R\$ 1.110 milhões em 2016, um aumento de 8,0% (R\$ 90 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2.017	2.016	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>203</b>	<b>161</b>	<b>26,1%</b>	<b>652</b>	<b>505</b>	<b>29,0%</b>
Depreciação e Amortização	31	34		124	127	
Resultado Financeiro	63	96		329	380	
IR/CS	(1)	24		96	99	
<b>EBITDA</b>	<b>295</b>	<b>315</b>	<b>-6,2%</b>	<b>1.200</b>	<b>1.110</b>	<b>8,0%</b>

### 11.3.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Receitas</b>						
Rendas de Aplicações Financeiras	14	41	-66,6%	80	103	-22,2%
Atualização de Créditos Fiscais	0	0	-39,8%	1	3	-79,2%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(5)	6	-	19	68	-72,3%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(1)	(2)	-65,1%	(4)	(5)	-27,3%
Outros	5	6	-23,7%	7	14	-52,3%
<b>Total</b>	<b>13</b>	<b>51</b>	<b>-74,0%</b>	<b>103</b>	<b>183</b>	<b>-43,8%</b>
<b>Despesas</b>						
Encargos de Dívidas	(66)	(123)	-46,6%	(354)	(480)	-26,3%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(11)	(22)	-48,0%	(71)	(59)	21,3%
Uso do Bem Público - UBP	(3)	(2)	36,6%	(8)	(15)	-46,2%
Outros	4	(0)	-	1	(9)	-
<b>Total</b>	<b>(76)</b>	<b>(147)</b>	<b>-48,3%</b>	<b>(431)</b>	<b>(562)</b>	<b>-23,3%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(63)</b>	<b>(95,6)</b>	<b>-34,5%</b>	<b>(329)</b>	<b>(379)</b>	<b>-13,4%</b>

No 4T17, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 63 milhões, representando uma redução de 34,5% (R\$ 33 milhões), em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 96 milhões registrada no 4T16.

- As Receitas Financeiras passaram de R\$ 51 milhões no 4T16 para R\$ 13 milhões no 4T17, uma redução de 74,0% (R\$ 38 milhões), devido a:
  - ✓ Redução de 66,6% (R\$ 27 milhões) em **rendas de aplicações financeiras**;
  - ✓ Redução de R\$ 11 milhões em **atualizações monetárias e cambiais**, decorrente do efeito do derivativo *zero-cost collar*<sup>2</sup>, passando de um ganho de R\$ 6 milhões no 4T16 para uma perda de R\$ 5 milhões no 4T17;
  - ✓ Redução de 23,7% (R\$ 1 milhão) em **outras receitas financeiras**;
- Parcialmente compensado por:
  - ✓ Redução de 65,1% (R\$ 1 milhão) no **PIS e Cofins sobre receita financeira** (reduzidor de receita).
- As Despesas Financeiras passaram de R\$ 147 milhões no 4T16 para R\$ 76 milhões no

<sup>2</sup> 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 era favorável para a contratação deste tipo de instrumento financeiro, considerando a alta volatilidade implícita nas opções de dólar e o fato de que não havia custo inicial para este tipo de operação.

4T17, uma redução de 48,3% (R\$ 71 milhões), devido a:

- ✓ Redução de 46,6% (R\$ 57 milhões) em **encargos de dívidas**, devido principalmente à redução do CDI;
- ✓ Redução de 48,0% (R\$ 10 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**;
- ✓ Redução de R\$ 4 milhões em **outras despesas financeiras**;

Parcialmente compensado por:

- ✓ Aumento de 36,6% (R\$ 1 milhão) nas **despesas financeiras de UBP**.

Em 2017, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 329 milhões, representando uma redução de 13,4% (R\$ 51 milhões).

- As Receitas Financeiras passaram de R\$ 183 milhões em 2016 para R\$ 103 milhões em 2017, uma redução de 43,8% (R\$ 80 milhões), devido a:
  - ✓ Redução de 72,3% (R\$ 49 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**;
  - ✓ Redução de 22,2% (R\$ 23 milhões) em **rendas de aplicações financeiras**;
  - ✓ Redução de 52,3% (R\$ 7 milhões) em **outras receitas financeiras**;
  - ✓ Redução de 79,2% (R\$ 2 milhões) em **atualização de créditos fiscais**;

Parcialmente compensado por:

- ✓ Redução de 27,3% (R\$ 1 milhão) no **PIS e Cofins sobre receita financeira** (reduzidor de receita).
- As Despesas Financeiras passaram de R\$ 562 milhões em 2016 para R\$ 431 milhões em 2017, uma redução de 23,3% (R\$ 131 milhões), devido a:
  - ✓ Redução de 26,3% (R\$ 126 milhões) em **encargos de dívidas**, devido principalmente à redução do CDI;
  - ✓ Redução de 46,2% (R\$ 7 milhões) nas **despesas financeiras de UBP**;
  - ✓ Redução de R\$ 10 milhões em **outras despesas financeiras**;

Parcialmente compensado por:

- ✓ Aumento de 21,3% (R\$ 12 milhões) em **atualizações monetárias e cambiais**.

### 11.3.1.7) Lucro Líquido

No 4T17, o **lucro líquido** foi de R\$ 203 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 161 milhões no 4T16, um aumento de 26,1%. Em 2017, o **lucro líquido** foi de R\$ 652 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 505 milhões em 2016, aumento de 29,0%.

## 11.4) CPFL Renováveis

### 11.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE CPFL Renováveis (R\$ milhões)						
	4T17	4T16	Var. %	2017	2016	Var. %
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>563</b>	<b>541</b>	<b>4,1%</b>	<b>2.067</b>	<b>1.774</b>	<b>16,5%</b>
Receita Operacional Líquida	543	509	6,8%	1.959	1.673	17,1%
Custo com Energia Elétrica	(129)	(129)	-0,1%	(348)	(272)	27,9%
Custos e Despesas Operacionais	(215)	(257)	-16,1%	(1.006)	(961)	4,7%
Resultado do Serviço	199	123	61,7%	605	440	37,4%
<b>EBITDA <sup>(1)</sup></b>	<b>354</b>	<b>270</b>	<b>31,5%</b>	<b>1.222</b>	<b>993</b>	<b>23,0%</b>
Resultado Financeiro	(134)	(141)	-4,5%	(511)	(535)	-4,5%
Lucro antes da Tributação	64	(18)	-	94	(95)	-
<b>Lucro Líquido</b>	<b>40</b>	<b>(24)</b>	<b>-</b>	<b>20</b>	<b>(141)</b>	<b>-</b>

Nota:

(1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

#### 11.4.1.1) Variações na DRE da CPFL Renováveis

No 4T17, a CPFL Renováveis registrou um EBITDA de R\$ 354 milhões, 31,5% superior ao montante registrado no 4T16.

Em 2017, o EBITDA foi de R\$ 1.222 milhões, 23,0% (R\$ 229 milhões) maior que o montante registrado em 2016. As variações do resultado entre os anos foram influenciadas principalmente pelo aumento na receita líquida em função da entrada em operação de novas capacidades e pelo menor montante de provisão e baixa de ativos não circulantes em 2017, que foram parcialmente compensados pelos maiores custos com geração de energia, em função basicamente do GSF e do crescimento do portfólio.

#### 11.4.1.2) Receita Operacional

No 4T17, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 563 milhões, representando um aumento de 4,1% (R\$ 22 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 543 milhões, representando um aumento de 6,8% (R\$ 34 milhões). Este aumento decorre, principalmente, dos seguintes fatores:

##### Fonte Eólica:

- (i) Entrada em operação comercial dos complexos eólicos Campo dos Ventos, São Benedito e Pedra Cheirosa, parcialmente compensado pelo menor volume de energia gerado, principalmente nos parques do Ceará;
- (ii) Efeito positivo do leilão de energia nova por meio do MCSD, uma vez que o preço do contrato firmado no mercado livre foi superior ao preço do contrato no mercado regulado para os oito parques eólicos que participaram desse leilão. Adicionalmente, a sobra de energia de alguns desses parques, foi liquidada à PLD;
- (iii) Reajuste do preço dos contratos. Tais itens foram parcialmente compensados pela menor geração dos complexos eólicos do Ceará (complexos que eram operados pela Suzlon);

##### Fonte PCHs:

- (iv) Devido basicamente às operações de hedge e swap liquidadas à PLD na Holding, com contrapartida na compra de energia. Tais efeitos foram parcialmente compensados pela diferença da sazonalização das garantias físicas das PCHs e pelo maior GSF das usinas do Proinfa.

##### Fonte Biomassa:

- (v) Redução na receita das biomassas decorrente principalmente do efeito positivo em Bio Formosa (ressarcimento de geração a PLD) no 4T16, parcialmente compensado pelo efeito positivo da estratégia de sazonalização das usinas.

Em 2017, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 2.067 milhões, representando um aumento de 16,5% (R\$ 293 milhões). A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 1.959 milhões, representando um aumento de 17,1% (R\$ 286 milhões). Este aumento decorre principalmente dos seguintes fatores:

**Fonte Eólica:**

- (i) Entrada em operação comercial dos complexos eólicos Campo dos Ventos, São Benedito e Pedra Cheirosa, parcialmente compensado pelo menor volume de energia gerado principalmente nos parques do Ceará;
- (ii) Efeito positivo do leilão de energia nova por meio do MCSD, uma vez que o preço do contrato firmado no mercado livre foi superior ao preço do contrato no mercado regulado para os oito parques eólicos que participaram desse leilão. Adicionalmente, a sobra de energia de alguns desses parques no 3T17, foi liquidada à PLD;
- (iii) Reajuste do preço dos contratos. Tais itens foram parcialmente compensados pela menor geração dos complexos eólicos do Ceará (complexos que eram operados pela Suzlon);

**Fonte PCHs:**

- (iv) Maior receita das PCHs devido à diferença na estratégia de sazonalização da garantia física, à entrada em operação da PCH Mata Velha e ao reajuste de preço dos contratos.

**Fonte Biomassa:**

- (v) Maior receita nas biomassas decorrente principalmente da estratégia de sazonalização da garantia física e do reajuste de preço.

### 11.4.1.3 Custo com Energia Elétrica

No 4T17, o Custo com Energia Elétrica foi de R\$ 129 milhões, o mesmo montante registrado no 4T16.

Em 2017, o Custo com Energia Elétrica foi de R\$ 348 milhões, um aumento de 27,9% (R\$ 76 milhões) em relação à 2016, devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Maior GSF nas PCHs;
- (ii) Compra de energia para atender exposição no mercado de curto prazo, hedge e recomposição de lastro em 2017.

### 11.4.1.4) Custos e Despesas Operacionais

No 4T17, os **Custos e Despesas Operacionais** atingiram R\$ 215 milhões, representando uma redução de 16,1% (R\$ 41 milhões). A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

PMSO (R\$ milhões)								
	4T17	4T16	Variação		2017	2016	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
<b>PMSO</b>								
Pessoal	(27)	(23)	(4)	17,1%	(98)	(86)	(12)	13,8%
Material	(8)	(2)	(6)	322,8%	(25)	(9)	(16)	178,9%
Serviços de Terceiros	(23)	(47)	24	-51,3%	(170)	(180)	10	-5,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(2)	(38)	36	-93,6%	(96)	(132)	36	-27,0%
Prêmio do Risco do GSF	(1)	(1)	1	-50,0%	(1)	(1)	-	-
Outros	(2)	(37)	35	-95,1%	(95)	(131)	36	-27,3%
<b>Total PMSO</b>	<b>(60)</b>	<b>(110)</b>	<b>50</b>	<b>-45,7%</b>	<b>(389)</b>	<b>(408)</b>	<b>18</b>	<b>-4,5%</b>

A redução nos custos e despesas operacionais é explicada principalmente pelo seguinte fator:

- (i) **Outros Custos/Despesas Operacionais:** menor montante provisionado e de baixa de ativos não circulantes em 2017 em relação a 2016, conforme quadro abaixo. A baixa de ativos de projetos é decorrente da incerteza de investimento. Adicionalmente, ocorreu baixas de saldos de contas a receber, em função de decreto de autofalência de fornecedor (Suzlon) e provisões para perda de ativos.

#### Provisões e Baixas de Ativos

4T17	4T16	4T17 vs 4T16	2017	2016	2017 vs 2016
(20.438)	(73.567)	-72,2%	(45.872)	(81.058)	-43,4%

Em 2017, os **Custos e Despesas Operacionais** atingiram R\$ 1.006 milhões, representando um aumento de 4,7% (R\$ 46 milhões). Os principais fatores que explicam esse aumento são:

- (i) **Pessoal:** aumento devido principalmente ao maior número de colaboradores e também pelo acordo coletivo. Adicionalmente, houve a contratação de 45 ex-colaboradores do fornecedor Suzlon para dar continuidade nas operações de O&M dos aerogeradores dos parques eólicos do Ceará;
- (ii) **Materiais:** aumento devido principalmente às manutenções decorrentes da internalização dos serviços de O&M dos parques do Ceará ocorridas no 4T17 e à compra de cavaco de madeira para as usinas de biomassa (Baldin, Coopcana e Alvorada);
- (iii) **Depreciação:** aumento devido basicamente à entrada em operação dos ativos ao longo dos últimos 12 meses.

### 11.4.1.5) EBITDA

No 4T17, o **EBITDA** foi de R\$ 354 milhões, comparado a R\$ 270 milhões no 4T16, um aumento de 31,5% (R\$ 85 milhões). Tais resultados se devem basicamente à maior receita líquida resultante principalmente da entrada em operação de novos ativos, da estratégia de venda de energia no MCSD e do menor montante de provisões e baixas de ativos ocorridas no período.

Em 2017, o **EBITDA** foi de R\$ 1.222 milhões, comparado a R\$ 993 milhões em 2016, um aumento

de 23,0% (R\$ 228 milhões). O resultado reflete principalmente a reversão do resultado, de um prejuízo líquido de R\$ 141 milhões para um lucro líquido de R\$ 20 milhões.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Lucro Líquido</b>	<b>40</b>	<b>(24)</b>	<b>-266,4%</b>	<b>20</b>	<b>(141)</b>	<b>-113,9%</b>
Depreciação e Amortização	155	146		617	553	
Resultado Financeiro	134	141		511	535	
IR/CS	24	6		74	46	
<b>EBITDA</b>	<b>354</b>	<b>270</b>	<b>31,5%</b>	<b>1.222</b>	<b>993</b>	<b>23,0%</b>

### 11.4.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Receitas</b>						
Rendas de Aplicações Financeiras	26	31	-14,3%	126	112	12,1%
Acréscimos e Multas Moratórias	0	2	-97,6%	1	5	-79,8%
Atualização de Depósitos Judiciais	0	0	101,7%	1	1	-32,2%
Atualizações Monetárias e Cambiais	2	0	1043,5%	2	2	-2,4%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(1)	(2)	-27,5%	(5)	(6)	-11,8%
Outros	4	4	2,5%	13	18	-28,6%
<b>Total</b>	<b>31</b>	<b>36</b>	<b>-15,7%</b>	<b>137</b>	<b>134</b>	<b>2,6%</b>
<b>Despesas</b>						
Encargos de Dívidas	(127)	(156)	-18,8%	(559)	(592)	-5,5%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(19)	(21)	-11,3%	(72)	(84)	-14,6%
(-) Juros Capitalizados	2	11	-81,5%	30	55	-45,5%
Outros	(22)	(10)	122,2%	(47)	(46)	2,3%
<b>Total</b>	<b>(165)</b>	<b>(176)</b>	<b>-6,1%</b>	<b>(649)</b>	<b>(667)</b>	<b>-2,8%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(135)</b>	<b>(140)</b>	<b>-3,6%</b>	<b>(511)</b>	<b>(533)</b>	<b>-4,2%</b>

No 4T17, o Resultado Financeiro Líquido foi uma despesa de R\$ 135 milhões, representando uma redução de 3,6% (R\$ 5 milhões) em relação ao 4T16.

Em 2017, o Resultado Financeiro Líquido foi uma despesa de R\$ 511 milhões, representando uma redução de 4,2% (R\$ 22 milhões) em relação à 2016.

Os principais fatores que afetaram o resultado financeiro, tanto no trimestre quanto no ano, foram:

- (i) Queda no CDI médio e na TJLP;
- (ii) O acelerado crescimento do portfólio de ativos da Companhia é naturalmente associado a dívidas de longo prazo que, na medida em que as novas capacidades entram em operação ou que as aquisições passam a ser consolidadas na CPFL Renováveis, incrementam sua despesa financeira, afetando seus resultados líquidos. Por outro lado, o crescimento do portfólio também proporciona aumento da geração de caixa operacional e valor para a Companhias.



### 11.4.1.7) Lucro Líquido

No 4T17, o **Lucro Líquido** foi de R\$ 40 milhões, comparado a um **Prejuízo Líquido** de R\$ 24 milhões no 4T16, uma variação de R\$ 65 milhões.

Em 2017, o **Lucro Líquido** foi de R\$ 20 milhões, comparado a um **Prejuízo Líquido** de R\$ 141 milhões em 2016, uma variação de R\$ 161 milhões.

Tais resultados devem se principalmente ao aumento na receita líquida e pelas menores provisões e baixas de ativos em 2017 (em relação a 2016) que foram parcialmente compensados pelos maiores custos com geração de energia em função basicamente do GSF e do crescimento do portfólio. Adicionalmente, houve uma menor despesa financeira líquida – consequência do cenário macroeconômico atual.

### 11.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%

Na data deste relatório, o portfólio de projetos da CPFL Renováveis (participação de 100%) totalizava 2.103 MW de capacidade instalada em operação e 30 MW de capacidade em construção. As usinas em operação compreendem 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 (30 MW).

Adicionalmente, a CPFL Renováveis possui projetos eólicos, solares e de PCHs em desenvolvimento totalizando 2.564 MW.

A tabela abaixo ilustra o portfólio geral de ativos (participação de 100%) em operação, construção e desenvolvimento, e sua capacidade instalada, na data deste relatório:

CPFL Renováveis - Portfólio (Participação 100%)					
Em MW	PCH	Biomassa	Eólica	Solar	Total
Em operação	423	370	1.309	1	<b>2.103</b>
Em construção	30	-	-	-	<b>30</b>
Em desenvolvimento	242	-	1.980	352	<b>2.574</b>
<b>Total</b>	<b>695</b>	<b>370</b>	<b>3.289</b>	<b>353</b>	<b>4.707</b>

### PCH Boa Vista II

A PCH Boa Vista II, projeto localizado no Estado de Minas Gerais, tem previsão de entrada em operação a partir do 1T20. A capacidade instalada é de 29,9 MW e a garantia física é de 14,8 MWmédios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão de energia nova A-5 de 2015 (preço: R\$ 233,59/MWh – dezembro de 2017).

## 12) ANEXOS

### 12.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado	
ATIVO	31/12/2017	31/12/2016
<b>CIRCULANTE</b>		
Caixa e Equivalentes de Caixa	3.249.642	6.164.997
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	4.301.283	3.765.893
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	56.145	73.328
Tributos a Compensar	395.045	403.848
Derivativos	444.029	163.241
Ativo Financeiro Setorial	210.834	-
Ativo Financeiro da Concessão	23.736	10.700
Outros Créditos	900.498	797.181
	<b>9.581.212</b>	<b>11.379.187</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>		
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	236.539	203.185
Coligadas, Controladas e Controladora	8.612	47.631
Depósitos Judiciais	839.990	550.072
Tributos a Compensar	233.444	198.286
Ativo Financeiro Setorial	355.003	-
Derivativos	203.901	641.357
Créditos Fiscais Diferidos	943.199	922.858
Ativo Financeiro da Concessão	6.545.668	5.363.144
Investimentos ao Custo	116.654	116.654
Outros Créditos	840.192	766.253
Investimentos	1.001.550	1.493.753
Imobilizado	9.787.125	9.712.998
Intangível	10.589.824	10.775.613
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>31.701.701</b>	<b>30.791.805</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>41.282.912</b>	<b>42.170.992</b>

## 12.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



	Consolidado	
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/12/2017	31/12/2016
<b>CIRCULANTE</b>		
Fornecedores	3.296.870	2.728.130
Empréstimos e Financiamentos	3.589.607	1.875.648
Debêntures	1.703.073	1.547.275
Entidade de Previdência Privada	60.801	33.209
Taxas Regulamentares	581.600	366.078
Impostos, Taxas e Contribuições	710.303	681.544
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	297.744	232.851
Obrigações Estimadas com Pessoal	116.080	131.707
Derivativos	10.230	6.055
Passivo Financeiro Setorial	40.111	597.515
Uso do Bem Público	10.965	10.857
Outras Contas a Pagar	961.306	807.623
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>11.378.688</b>	<b>9.018.492</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>		
Fornecedores	128.438	129.781
Empréstimos e Financiamentos	7.402.450	11.168.394
Debêntures	7.473.454	7.452.672
Entidade de Previdência Privada	880.360	1.019.233
Impostos, Taxas e Contribuições	18.839	26.814
Débitos Fiscais Diferidos	1.249.591	1.324.134
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	961.134	833.276
Derivativos	84.576	112.207
Passivo Financeiro Setorial	8.385	317.406
Uso do Bem Público	83.766	86.624
Outras Contas a Pagar	426.889	309.292
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>18.717.881</b>	<b>22.779.832</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		
Capital Social	5.741.284	5.741.284
Reservas de Capital	468.014	468.014
Reserva Legal	798.090	739.102
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	826.600	702.928
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	1.292.046	545.505
Dividendo	-	7.820
Resultado Abrangente Acumulado	(164.506)	(234.633)
Lucros Acumulados	-	-
	8.961.528	7.970.021
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.224.816	2.402.648
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>11.186.344</b>	<b>10.372.668</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>41.282.912</b>	<b>42.170.992</b>

## 12.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado						
	4T17	4T16	Varição	2017	2016	Varição
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica	6.889.384	6.266.120	9,9%	25.696.996	24.048.596	6,9%
Suprimento de Energia Elétrica	1.624.659	1.145.511	41,8%	6.146.626	3.546.690	73,3%
Receita com construção de infraestrutura	592.724	537.073	10,4%	2.073.423	1.354.023	53,1%
Atualização do ativo financeiro da concessão	112.730	(11.313)	-	204.443	186.148	9,8%
Ativo e passivo financeiro setorial	851.553	(342.455)	-	1.900.837	(2.094.695)	-
Outras Receitas Operacionais	1.022.363	1.000.614	2,2%	4.031.173	3.743.823	7,7%
	<b>11.093.412</b>	<b>8.595.549</b>	<b>29,1%</b>	<b>40.053.498</b>	<b>30.784.584</b>	<b>30,1%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	<b>(3.633.780)</b>	<b>(3.083.767)</b>	<b>17,8%</b>	<b>(13.308.593)</b>	<b>(11.672.495)</b>	<b>14,0%</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>7.459.632</b>	<b>5.511.783</b>	<b>35,3%</b>	<b>26.744.905</b>	<b>19.112.089</b>	<b>39,9%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(4.305.813)	(2.903.992)	48,3%	(15.617.498)	(9.849.252)	58,6%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(390.449)	(333.170)	17,2%	(1.284.020)	(1.350.990)	-5,0%
	<b>(4.696.263)</b>	<b>(3.237.162)</b>	<b>45,1%</b>	<b>(16.901.518)</b>	<b>(11.200.242)</b>	<b>50,9%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(378.816)	(320.561)	18,2%	(1.377.158)	(1.093.917)	25,9%
Material	(67.966)	(46.125)	47,4%	(249.974)	(189.946)	31,6%
Serviços de Terceiros	(178.942)	(187.877)	-4,8%	(727.152)	(651.195)	11,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(210.061)	(264.776)	-20,7%	(752.633)	(734.297)	2,5%
PDD	(36.212)	(46.323)	-21,8%	(155.098)	(176.349)	-12,1%
Despesas legais e judiciais	(60.655)	(43.661)	38,9%	(188.355)	(181.888)	3,6%
Outros	(113.194)	(174.793)	-35,2%	(409.181)	(376.060)	8,8%
Custos com construção de infraestrutura	(592.707)	(536.534)	10,5%	(2.071.698)	(1.352.214)	53,2%
Entidade de Previdência Privada	(28.461)	(25.021)	13,7%	(113.887)	(76.504)	48,9%
Depreciação e Amortização	(316.061)	(285.758)	10,6%	(1.242.837)	(1.036.055)	20,0%
Amortização do Intangível da Concessão	(70.689)	(68.839)	2,7%	(286.215)	(255.110)	12,2%
	<b>(1.843.704)</b>	<b>(1.735.490)</b>	<b>6,2%</b>	<b>(6.821.554)</b>	<b>(5.389.239)</b>	<b>26,6%</b>
<b>EBITDA<sup>1</sup></b>	<b>1.366.242</b>	<b>1.004.341</b>	<b>36,0%</b>	<b>4.863.856</b>	<b>4.125.766</b>	<b>17,9%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>919.665</b>	<b>539.131</b>	<b>70,6%</b>	<b>3.021.834</b>	<b>2.522.608</b>	<b>19,8%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	171.418	268.348	-36,1%	880.314	1.200.503	-26,7%
Despesas	(461.266)	(721.947)	-36,1%	(2.367.868)	(2.653.977)	-10,8%
	<b>(289.848)</b>	<b>(453.598)</b>	<b>-36,1%</b>	<b>(1.487.554)</b>	<b>(1.453.474)</b>	<b>2,3%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>						
Equivalência Patrimonial	59.827	110.614	-45,9%	312.970	311.993	0,3%
Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%	(579)	(579)	0,0%
	<b>59.682</b>	<b>110.469</b>	<b>-46,0%</b>	<b>312.390</b>	<b>311.414</b>	<b>0,3%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>689.500</b>	<b>196.002</b>	<b>251,8%</b>	<b>1.846.670</b>	<b>1.380.547</b>	<b>33,8%</b>
Contribuição Social	(55.343)	(25.743)	115,0%	(168.728)	(150.859)	11,8%
Imposto de Renda	(136.605)	(33.056)	313,3%	(434.901)	(350.631)	24,0%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>497.551</b>	<b>137.203</b>	<b>262,6%</b>	<b>1.243.042</b>	<b>879.057</b>	<b>41,4%</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</b>	<b>458.578</b>	<b>138.159</b>	<b>231,9%</b>	<b>1.179.750</b>	<b>900.885</b>	<b>31,0%</b>
<b>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</b>	<b>38.974</b>	<b>(956)</b>	<b>-</b>	<b>63.292</b>	<b>(21.828)</b>	<b>-</b>

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

## 12.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	4T17	2017
<b>Saldo Inicial do Caixa</b>	<b>3.832.155</b>	<b>6.164.997</b>
Lucro Líquido Antes dos Tributos	689.499	1.846.670
Depreciação e Amortização	386.750	1.529.052
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	216.075	1.863.311
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	313.644	(722.406)
Ativo Financeiro Setorial	(164.220)	(425.004)
Contas a Receber - Aporte CDE/CCEE	(12.285)	(29.354)
Fornecedores	(854.191)	565.945
Passivo Financeiro Setorial	(462.083)	(1.089.592)
Contas a Pagar - CDE	11.697	17.544
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(484.976)	(1.846.453)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	28.814	(338.175)
Outros	264.525	662.486
	(756.250)	187.354
<b>Total de Atividades Operacionais</b>	<b>(66.751)</b>	<b>2.034.024</b>
<b>Atividades de Investimentos</b>		
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(693.562)	(2.570.433)
Outros	1.794	61.112
<b>Total de Atividades de Investimentos</b>	<b>(691.768)</b>	<b>(2.509.321)</b>
<b>Atividades de Financiamento</b>		
Captação de Empréstimos e Debêntures	1.852.517	3.398.084
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(1.466.468)	(5.375.902)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(87.231)	(336.934)
Outros	(122.811)	(125.305)
<b>Total de Atividades de Financiamento</b>	<b>176.007</b>	<b>(2.440.056)</b>
<b>Geração de Caixa</b>	<b>(582.512)</b>	<b>(2.915.354)</b>
<b>Saldo Final do Caixa - 31/12/2017</b>	<b>3.249.642</b>	<b>3.249.642</b>

## 12.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional (em milhares de reais)



Geração Convencional						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	297.947	282.038	5,6%	1.168.469	1.089.447	7,3%
Outras Receitas Operacionais	93.009	7.518	1137,2%	134.350	15.757	752,6%
	<b>390.957</b>	<b>289.555</b>	<b>35,0%</b>	<b>1.302.819</b>	<b>1.105.204</b>	<b>17,9%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>						
	(30.916)	(26.829)	15,2%	(112.556)	(102.091)	10,3%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>360.040</b>	<b>262.726</b>	<b>37,0%</b>	<b>1.190.263</b>	<b>1.003.113</b>	<b>18,7%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(41.529)	(22.263)	86,5%	(120.291)	(74.051)	62,4%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(7.176)	(6.508)	10,3%	(27.088)	(24.470)	10,7%
	<b>(48.705)</b>	<b>(28.771)</b>	<b>69,3%</b>	<b>(147.379)</b>	<b>(98.521)</b>	<b>49,6%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(10.922)	(8.861)	23,3%	(39.500)	(36.099)	9,4%
Material	(639)	(714)	-10,5%	(4.381)	(2.833)	54,6%
Serviços de Terceiros	(6.661)	(7.376)	-9,7%	(26.211)	(22.247)	17,8%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(57.258)	(12.326)	364,5%	(84.182)	(43.507)	93,5%
Entidade de Previdência Privada	(517)	(517)	0,0%	(2.067)	(1.677)	23,3%
Depreciação e Amortização	(25.718)	(31.113)	-17,3%	(110.588)	(116.630)	-5,2%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.066)	(2.492)	103,3%	(12.541)	(9.966)	25,8%
Amortização do ágio de aquisição	-	-	-	-	-	-
	<b>(106.781)</b>	<b>(63.399)</b>	<b>68,4%</b>	<b>(279.469)</b>	<b>(232.960)</b>	<b>20,0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>295.165</b>	<b>314.776</b>	<b>-6,2%</b>	<b>1.199.514</b>	<b>1.110.221</b>	<b>8,0%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>204.554</b>	<b>170.556</b>	<b>19,9%</b>	<b>763.415</b>	<b>671.631</b>	<b>13,7%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	13.264	50.970	-74,0%	102.714	182.574	-43,7%
Despesas	(76.011)	(146.917)	-48,3%	(431.290)	(562.196)	-23,3%
Juros Sobre o Capital Próprio	-	-	-	-	-	-
	<b>(62.747)</b>	<b>(95.948)</b>	<b>-34,6%</b>	<b>(328.576)</b>	<b>(379.622)</b>	<b>-13,4%</b>
<b>EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>						
Equivalência Patrimonial	59.827	110.614	-45,9%	312.970	311.993	0,3%
(-)Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%	(579)	(579)	0,0%
	<b>59.682</b>	<b>110.469</b>	<b>-46,0%</b>	<b>312.390</b>	<b>311.414</b>	<b>0,3%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>201.489</b>	<b>185.078</b>	<b>8,9%</b>	<b>747.229</b>	<b>603.424</b>	<b>23,8%</b>
Contribuição Social	(341)	(6.796)	-95,0%	(26.086)	(26.499)	-1,6%
Imposto de Renda	1.575	(17.544)	-109,0%	(69.603)	(72.031)	-3,4%
<b>LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>202.722</b>	<b>160.738</b>	<b>26,1%</b>	<b>651.541</b>	<b>504.894</b>	<b>29,0%</b>

## 12.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis

(em milhares de reais)



Consolidado - IFRS - Participação 100%								
	4T17	4T16	Var.	Var. %	2017	2016	Var.	Var. %
<b>RECETA OPERACIONAL</b>								
Fornecimento de Energia Elétrica	6.111	31.383	(25.271)	-80,5%	41.469	99.793	(58.324)	-58,4%
Suprimento de Energia Elétrica	552.345	505.991	46.354	9,2%	2.016.565	1.659.063	357.502	21,5%
Outras Receitas Operacionais	4.847	3.963	883	22,3%	9.238	15.408	(6.170)	-40,0%
	<b>563.303</b>	<b>541.337</b>	<b>21.966</b>	<b>4,1%</b>	<b>2.067.273</b>	<b>1.774.264</b>	<b>293.009</b>	<b>16,5%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECETA OPERACIONAL</b>	(20.006)	(32.408)	12.402	-38,3%	(108.189)	(101.335)	(6.853)	6,8%
<b>RECETA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>543.297</b>	<b>508.929</b>	<b>34.368</b>	<b>6,8%</b>	<b>1.959.084</b>	<b>1.672.929</b>	<b>286.156</b>	<b>17,1%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>								
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(100.175)	(105.490)	5.314	-5,0%	(248.339)	(187.274)	(61.066)	32,6%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(28.989)	(23.864)	(5.126)	21,5%	(99.690)	(84.852)	(14.838)	17,5%
	(129.165)	(129.353)	189	-0,1%	(348.029)	(272.125)	(75.904)	27,9%
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>								
Pessoal	(26.525)	(22.649)	(3.876)	17,1%	(98.388)	(86.460)	(11.928)	13,8%
Material	(7.809)	(1.847)	(5.962)	322,8%	(24.524)	(8.795)	(15.730)	178,9%
Serviços de Terceiros	(23.009)	(47.272)	24.263	-51,3%	(170.095)	(180.268)	10.172	-5,6%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(2.436)	(38.302)	35.866	-93,6%	(96.435)	(132.151)	35.716	-27,0%
Depreciação e Amortização	(116.471)	(108.028)	(8.442)	7,8%	(461.694)	(400.698)	(60.996)	15,2%
Amortização do Intangível da Concessão	(39.017)	(38.461)	(555)	1,4%	(155.323)	(152.471)	(2.852)	1,9%
	(215.266)	(256.560)	41.293	-16,1%	(1.006.460)	(960.842)	(45.617)	4,7%
<b>EBITDA <sup>(1)</sup></b>	<b>354.353</b>	<b>269.506</b>	<b>84.847</b>	<b>31,5%</b>	<b>1.221.613</b>	<b>993.130</b>	<b>228.483</b>	<b>23,0%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>198.866</b>	<b>123.016</b>	<b>75.850</b>	<b>61,7%</b>	<b>604.596</b>	<b>439.961</b>	<b>164.635</b>	<b>37,4%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>								
Receitas	30.789	34.912	(4.123)	-11,8%	137.746	132.653	5.092	3,8%
Despesas	(165.213)	(175.708)	10.495	-6,0%	(648.571)	(667.344)	18.774	-2,8%
	(134.424)	(140.796)	6.372	-4,5%	(510.825)	(534.691)	23.866	-4,5%
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>64.442</b>	<b>(17.780)</b>	<b>82.222</b>	<b>-462,4%</b>	<b>93.771</b>	<b>(94.730)</b>	<b>188.501</b>	<b>-199,0%</b>
Contribuição Social	(10.663)	(6.235)	(4.428)	71,0%	(29.053)	(23.580)	(5.473)	23,2%
Imposto de Renda	(13.418)	(239)	(13.179)	5521,4%	(45.072)	(22.731)	(22.341)	98,3%
<b>LUCRO LÍQUIDO (IFRS)</b>	<b>40.361</b>	<b>(24.254)</b>	<b>64.615</b>	<b>-266,4%</b>	<b>19.645</b>	<b>(141.042)</b>	<b>160.687</b>	<b>-113,9%</b>

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

## 12.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (em milhares de reais)



	Consolidado			2017	2016	Variação
	4T17	4T16	Variação			
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica	6.381.135	5.812.404	9,8%	23.755.821	22.476.837	5,7%
Suprimento de Energia Elétrica	274.833	339.012	-18,9%	2.018.813	797.885	153,0%
Receita com construção de infraestrutura	592.281	522.301	13,4%	2.026.224	1.304.463	55,3%
Atualização do ativo financeiro da concessão	112.730	(11.313)	-	204.443	186.148	9,8%
Ativo e passivo financeiro setorial	851.553	(342.455)	-	1.900.837	(2.094.695)	-
Outras Receitas Operacionais	966.731	967.637	-0,1%	3.862.214	3.602.076	7,2%
	<b>9.179.261</b>	<b>7.287.585</b>	<b>26,0%</b>	<b>33.768.351</b>	<b>26.272.714</b>	<b>28,5%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(3.446.011)	(2.955.398)	16,6%	(12.691.734)	(11.233.023)	13,0%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>5.733.250</b>	<b>4.332.186</b>	<b>32,3%</b>	<b>21.076.618</b>	<b>15.039.691</b>	<b>40,1%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(3.402.543)	(2.511.062)	35,5%	(12.969.727)	(8.496.403)	52,6%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(349.375)	(308.461)	13,3%	(1.176.976)	(1.263.684)	-6,9%
	<b>(3.751.919)</b>	<b>(2.819.523)</b>	<b>33,1%</b>	<b>(14.146.703)</b>	<b>(9.760.087)</b>	<b>44,9%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(251.374)	(220.388)	14,1%	(920.343)	(728.680)	26,3%
Material	(45.690)	(32.874)	39,0%	(169.670)	(122.964)	38,0%
Serviços de Terceiros	(234.533)	(189.986)	23,4%	(852.732)	(657.259)	29,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(161.560)	(150.527)	7,3%	(614.693)	(546.520)	12,5%
PDD	(35.857)	(41.568)	-13,7%	(155.250)	(168.264)	-7,7%
Despesas Legais e Judiciais	(58.804)	(41.860)	40,5%	(179.200)	(168.136)	6,6%
Outros	(66.898)	(67.099)	-0,3%	(280.243)	(210.119)	33,4%
Custos com construção de infraestrutura	(592.280)	(522.301)	13,4%	(2.026.223)	(1.304.463)	55,3%
Entidade de Previdência Privada	(27.944)	(24.504)	14,0%	(111.820)	(74.827)	49,4%
Depreciação e Amortização	(105.464)	(139.146)	-24,2%	(574.244)	(497.825)	15,4%
Amortização do Intangível da Concessão	(73.641)	(12.207)	503,2%	(118.351)	(29.960)	295,0%
Amortização do ágio de aquisição	(15.308)	(18.445)	-17,0%	(71.145)	(63.548)	12,0%
	<b>(1.507.795)</b>	<b>(1.310.379)</b>	<b>15,1%</b>	<b>(5.459.219)</b>	<b>(4.026.047)</b>	<b>35,6%</b>
<b>EBITDA (IFRS)<sup>(1)</sup></b>	<b>667.948</b>	<b>372.082</b>	<b>79,5%</b>	<b>2.234.435</b>	<b>1.844.891</b>	<b>21,1%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>473.536</b>	<b>202.285</b>	<b>134,1%</b>	<b>1.470.695</b>	<b>1.253.557</b>	<b>17,3%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	124.905	164.699	-24,2%	597.133	781.366	-23,6%
Despesas	(213.773)	(365.529)	-41,5%	(1.163.600)	(1.331.972)	-12,6%
Juros Sobre o Capital Próprio	(88.868)	(200.830)	-55,7%	(566.467)	(550.607)	2,9%
	<b>384.668</b>	<b>1.455</b>	<b>26341,0%</b>	<b>904.228</b>	<b>702.950</b>	<b>28,6%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>						
Contribuição Social	(17.158)	(5.771)	197,3%	(79.876)	(80.662)	-1,0%
Imposto de Renda	(47.012)	(15.606)	201,2%	(219.634)	(215.086)	2,1%
<b>Lucro Líquido (IFRS)</b>	<b>320.497</b>	<b>(19.922)</b>	<b>-</b>	<b>604.718</b>	<b>407.202</b>	<b>48,5%</b>

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.



## 12.8) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (sem RGE Sul) (em milhares de reais)



Consolidado (sem RGE Sul)						
	4T17	4T16	Varição	2017	2016	Varição
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>						
Fornecimento de Energia Elétrica	5.364.524	5.087.817	5,4%	19.847.782	21.752.250	-8,8%
Suprimento de Energia Elétrica	223.121	321.817	-30,7%	1.683.240	780.690	115,6%
Receita com construção de infraestrutura	481.852	455.449	5,8%	1.615.448	1.237.611	30,5%
Atualização do ativo financeiro da concessão	102.542	(16.225)	-	180.119	181.235	-0,6%
Ativo e passivo financeiro setorial	725.223	(311.017)	-	1.679.046	(2.063.256)	-
Outras Receitas Operacionais	831.638	858.693	-3,2%	3.281.042	3.493.132	-6,1%
	<b>7.728.899</b>	<b>6.396.534</b>	<b>20,8%</b>	<b>28.286.678</b>	<b>25.381.663</b>	<b>11,4%</b>
<b>DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL</b>	(2.919.793)	(2.587.024)	12,9%	(10.604.633)	(10.864.649)	-2,4%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>4.809.106</b>	<b>3.809.509</b>	<b>26,2%</b>	<b>17.682.046</b>	<b>14.517.014</b>	<b>21,8%</b>
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.888.749)	(2.223.287)	29,9%	(10.967.701)	(8.208.628)	33,6%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(281.309)	(270.576)	4,0%	(943.778)	(1.225.799)	-23,0%
	<b>(3.170.057)</b>	<b>(2.493.863)</b>	<b>27,1%</b>	<b>(11.911.480)</b>	<b>(9.434.427)</b>	<b>26,3%</b>
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>						
Pessoal	(207.476)	(187.811)	10,5%	(759.184)	(696.103)	9,1%
Material	(38.249)	(27.332)	39,9%	(139.191)	(117.421)	18,5%
Serviços de Terceiros	(192.923)	(167.808)	15,0%	(717.968)	(635.082)	13,1%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(144.395)	(117.999)	22,4%	(537.408)	(513.991)	4,6%
PDD	(29.419)	(36.466)	-19,3%	(126.734)	(163.162)	-22,3%
Despesas Legais e Judiciais	(61.666)	(30.764)	100,4%	(188.205)	(157.040)	19,8%
Outros	(53.309)	(50.769)	5,0%	(222.468)	(193.789)	14,8%
Custos com construção de infraestrutura	(481.852)	(455.449)	5,8%	(1.615.448)	(1.237.611)	30,5%
Entidade de Previdência Privada	(25.489)	(23.007)	10,8%	(101.987)	(73.330)	39,1%
Depreciação e Amortização	(71.920)	(116.846)	-38,4%	(473.653)	(475.526)	-0,4%
Amortização do Intangível da Concessão	(66.056)	(5.918)	1016,3%	(83.808)	(23.670)	254,1%
Amortização do ágio de aquisição	(15.308)	(18.445)	-17,0%	(39.729)	(63.548)	-37,5%
	<b>(1.243.666)</b>	<b>(1.120.614)</b>	<b>11,0%</b>	<b>(4.468.375)</b>	<b>(3.836.283)</b>	<b>16,5%</b>
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>548.666</b>	<b>336.241</b>	<b>63,2%</b>	<b>1.899.381</b>	<b>1.809.050</b>	<b>5,0%</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>395.383</b>	<b>195.032</b>	<b>102,7%</b>	<b>1.302.191</b>	<b>1.246.305</b>	<b>4,5%</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>						
Receitas	107.972	158.836	-32,0%	517.878	775.502	-33,2%
Despesas	(183.498)	(326.753)	-43,8%	(977.482)	(1.293.197)	-24,4%
Juros Sobre o Capital Próprio	(75.526)	(167.918)	-55,0%	(459.603)	(517.695)	-11,2%
	<b>319.857</b>	<b>27.115</b>	<b>1079,6%</b>	<b>842.587</b>	<b>728.610</b>	<b>15,6%</b>
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO</b>	<b>319.857</b>	<b>27.115</b>	<b>1079,6%</b>	<b>842.587</b>	<b>728.610</b>	<b>15,6%</b>
Contribuição Social	(19.361)	(5.234)	269,9%	(77.408)	(80.125)	-3,4%
Imposto de Renda	(53.292)	(14.115)	277,6%	(212.884)	(213.595)	-0,3%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>247.204</b>	<b>7.766</b>	<b>3083,3%</b>	<b>552.295</b>	<b>434.890</b>	<b>27,0%</b>

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.

## 12.9) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora (em milhares de reais)

### Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (R\$ Mil)

CPFL PAULISTA						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>4.120.153</b>	<b>3.370.861</b>	<b>22,2%</b>	<b>14.886.770</b>	<b>13.183.066</b>	<b>12,9%</b>
Receita Operacional Líquida	2.580.722	1.998.615	29,1%	9.326.596	7.555.155	23,4%
Custo com Energia Elétrica	(1.751.526)	(1.312.976)	33,4%	(6.453.927)	(4.992.385)	29,3%
Custos e Despesas Operacionais	(595.434)	(562.961)	5,8%	(2.248.138)	(1.904.120)	18,1%
Resultado do Serviço	233.762	122.678	90,5%	624.531	658.651	-5,2%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>295.373</b>	<b>177.586</b>	<b>66,3%</b>	<b>860.328</b>	<b>873.130</b>	<b>-1,5%</b>
Resultado Financeiro	(35.758)	(83.624)	-57,2%	(220.475)	(244.640)	-9,9%
Lucro antes da Tributação	198.004	39.054	407,0%	404.056	414.011	-2,4%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>162.103</b>	<b>20.211</b>	<b>702,1%</b>	<b>280.359</b>	<b>255.329</b>	<b>9,8%</b>

CPFL PIRATININGA						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.764.173</b>	<b>1.359.352</b>	<b>29,8%</b>	<b>6.402.060</b>	<b>5.741.707</b>	<b>11,5%</b>
Receita Operacional Líquida	1.097.527	768.287	42,9%	3.997.322	3.132.760	27,6%
Custo com Energia Elétrica	(741.957)	(574.180)	29,2%	(2.828.403)	(2.186.823)	29,3%
Custos e Despesas Operacionais	(261.778)	(215.185)	21,7%	(843.472)	(721.502)	16,9%
Resultado do Serviço	93.792	(21.078)	-	325.447	224.435	45,0%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>118.106</b>	<b>2.479</b>	<b>4664,4%</b>	<b>421.784</b>	<b>317.096</b>	<b>33,0%</b>
Resultado Financeiro	(10.650)	(43.375)	-75,4%	(100.626)	(106.879)	-5,9%
Lucro antes da Tributação	83.142	(64.453)	-	224.821	117.556	91,2%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>64.172</b>	<b>(44.490)</b>	<b>-</b>	<b>152.080</b>	<b>68.114</b>	<b>123,3%</b>

RGE						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.442.622</b>	<b>1.287.346</b>	<b>12,1%</b>	<b>5.448.017</b>	<b>5.027.031</b>	<b>8,4%</b>
Receita Operacional Líquida	876.121	795.824	10,1%	3.351.571	2.947.061	13,7%
Custo com Energia Elétrica	(536.934)	(481.286)	11,6%	(2.058.974)	(1.769.518)	16,4%
Custos e Despesas Operacionais	(276.668)	(241.245)	14,7%	(994.346)	(873.372)	13,9%
Resultado do Serviço	62.519	73.293	-14,7%	298.252	304.170	-1,9%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>103.872</b>	<b>112.547</b>	<b>-7,7%</b>	<b>459.038</b>	<b>457.806</b>	<b>0,3%</b>
Resultado Financeiro	(22.063)	(36.797)	-40,0%	(112.780)	(143.741)	-21,5%
Lucro antes da Tributação	40.456	36.496	10,8%	185.471	160.429	15,6%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>25.850</b>	<b>23.514</b>	<b>9,9%</b>	<b>117.700</b>	<b>102.645</b>	<b>14,7%</b>

NOVA CPFL SANTA CRUZ						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>425.977</b>	<b>378.975</b>	<b>12,4%</b>	<b>1.573.857</b>	<b>1.429.859</b>	<b>10,1%</b>
Receita Operacional Líquida	277.125	246.784	12,3%	1.028.945	882.038	16,7%
Custo com Energia Elétrica	(160.997)	(125.420)	28,4%	(591.534)	(485.701)	21,8%
Custos e Despesas Operacionais	(95.778)	(86.189)	11,1%	(323.307)	(277.152)	16,7%
Resultado do Serviço	20.350	35.174	-42,1%	114.105	119.185	-4,3%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>31.320</b>	<b>43.630</b>	<b>-28,2%</b>	<b>158.235</b>	<b>161.016</b>	<b>-1,7%</b>
Resultado Financeiro	(5.683)	(9.382)	-39,4%	(25.722)	(31.203)	-17,6%
Lucro antes da Tributação	14.668	25.792	-43,1%	88.382	87.982	0,5%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>11.490</b>	<b>18.304</b>	<b>-37,2%</b>	<b>62.299</b>	<b>60.170</b>	<b>3,5%</b>

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

**Resumo da Demonstração de Resultados por Distribuidora (R\$ Mil)**

	RGE SUL					
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.450.362</b>	<b>891.051</b>	<b>62,8%</b>	<b>5.481.673</b>	<b>891.051</b>	<b>515,2%</b>
Receita Operacional Líquida	924.144	522.677	76,8%	3.394.572	522.677	549,5%
Custo com Energia Elétrica	(581.862)	(325.661)	78,7%	(2.235.223)	(325.661)	586,4%
Custos e Despesas Operacionais	(264.129)	(189.764)	39,2%	(990.844)	(189.764)	422,1%
Resultado do Serviço	78.153	7.252	977,6%	168.505	7.252	2223,5%
<b>EBITDA<sup>(1)</sup></b>	<b>119.283</b>	<b>35.841</b>	<b>232,8%</b>	<b>335.054</b>	<b>35.841</b>	<b>834,8%</b>
Resultado Financeiro	(13.342)	(32.912)	-59,5%	(106.864)	(32.912)	224,7%
Lucro antes da Tributação	64.811	(25.660)	-	61.641	(25.660)	-
<b>Lucro Líquido</b>	<b>73.294</b>	<b>(27.687)</b>	<b>-</b>	<b>52.422</b>	<b>(27.687)</b>	<b>-</b>

Nota:

(1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

## 12.10) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)

CPFL Paulista						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Residencial	2.424	2.288	6,0%	9.186	8.938	2,8%
Industrial	2.871	2.713	5,8%	10.892	10.623	2,5%
Comercial	1.459	1.407	3,7%	5.515	5.483	0,6%
Outros	1.156	1.122	3,0%	4.367	4.224	3,4%
<b>Total</b>	<b>7.910</b>	<b>7.530</b>	<b>5,1%</b>	<b>29.960</b>	<b>29.267</b>	<b>2,4%</b>

CPFL Piratininga						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Residencial	962	922	4,3%	3.864	3.762	2,7%
Industrial	1.637	1.550	5,6%	6.292	6.288	0,1%
Comercial	628	581	8,0%	2.429	2.381	2,0%
Outros	293	282	3,9%	1.145	1.117	2,5%
<b>Total</b>	<b>3.520</b>	<b>3.335</b>	<b>5,5%</b>	<b>13.730</b>	<b>13.547</b>	<b>1,3%</b>

RGE						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Residencial	651	622	4,7%	2.632	2.581	1,9%
Industrial	875	829	5,5%	3.415	3.288	3,9%
Comercial	331	330	0,3%	1.359	1.374	-1,1%
Outros	700	693	1,1%	2.863	2.769	3,4%
<b>Total</b>	<b>2.557</b>	<b>2.474</b>	<b>3,4%</b>	<b>10.268</b>	<b>10.013</b>	<b>2,6%</b>

CPFL Santa Cruz						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Residencial	201	193	4,2%	782	766	2,2%
Industrial	239	230	3,9%	933	926	0,7%
Comercial	91	88	3,8%	349	341	2,3%
Outros	189	184	2,6%	705	677	4,2%
<b>Total</b>	<b>719</b>	<b>694</b>	<b>3,6%</b>	<b>2.769</b>	<b>2.709</b>	<b>2,2%</b>

RGE Sul (*)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Residencial	628	426	47,4%	2.657	426	523,3%
Industrial	694	446	55,5%	2.815	446	530,8%
Comercial	311	207	50,4%	1.270	207	514,5%
Outros	489	373	30,9%	2.107	373	464,9%
<b>Total</b>	<b>2.122</b>	<b>1.452</b>	<b>46,1%</b>	<b>8.849</b>	<b>1.452</b>	<b>509,3%</b>

Nota: (\*) Considera as vendas na área de concessão de nov-dez/2016, do 4T17 e de 2017.

## 12.11) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh)

CPFL Paulista						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Residencial	2.424	2.288	6,0%	9.186	8.938	2,8%
Industrial	699	764	-8,6%	2.759	3.318	-16,8%
Comercial	1.122	1.179	-4,9%	4.306	4.799	-10,3%
Outros	1.111	1.083	2,5%	4.205	4.088	2,9%
<b>Total</b>	<b>5.356</b>	<b>5.315</b>	<b>0,8%</b>	<b>20.456</b>	<b>21.142</b>	<b>-3,2%</b>

CPFL Piratininga						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Residencial	962	922	4,3%	3.864	3.762	2,7%
Industrial	310	389	-20,2%	1.245	1.740	-28,5%
Comercial	459	473	-2,9%	1.816	2.059	-11,8%
Outros	254	251	1,1%	996	1.033	-3,7%
<b>Total</b>	<b>1.985</b>	<b>2.034</b>	<b>-2,4%</b>	<b>7.921</b>	<b>8.594</b>	<b>-7,8%</b>

RGE						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Residencial	651	622	4,7%	2.632	2.581	1,9%
Industrial	311	319	-2,7%	1.220	1.381	-11,6%
Comercial	305	310	-1,4%	1.253	1.298	-3,5%
Outros	696	691	0,8%	2.845	2.766	2,8%
<b>Total</b>	<b>1.963</b>	<b>1.941</b>	<b>1,1%</b>	<b>7.949</b>	<b>8.026</b>	<b>-1,0%</b>

CPFL Santa Cruz						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Residencial	201	193	4,2%	782	766	2,2%
Industrial	103	133	-22,6%	439	582	-24,5%
Comercial	86	86	-0,3%	333	339	-1,7%
Outros	189	184	2,6%	705	677	4,2%
<b>Total</b>	<b>578</b>	<b>595</b>	<b>-2,9%</b>	<b>2.260</b>	<b>2.363</b>	<b>-4,4%</b>

RGE Sul (*)						
	4T17	4T16	Var.	2017	2016	Var.
Residencial	628	426	47,4%	2.657	426	523,3%
Industrial	196	162	21,0%	893	162	452,0%
Comercial	271	191	41,8%	1.120	191	486,3%
Outros	487	373	30,5%	2.101	373	463,2%
<b>Total</b>	<b>1.582</b>	<b>1.152</b>	<b>37,3%</b>	<b>6.772</b>	<b>1.152</b>	<b>487,7%</b>

Nota: (\*) Considera as vendas no mercado cativo de nov-dez/2016, do 4T17 e de 2017.

## 12.12) Reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA Pro Forma da CPFL Energia para fins de cálculo dos *covenants* financeiros

(em milhões de reais)



### Reconciliação da Dívida Líquida Pro forma (2017)

#### Dívida líquida - Projetos de Geração

dezembro-17	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	CERAN	CPFL Renováveis	Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Dívida bruta	528	6.511	36	7.075	651	63	1.311	221	2.246	9.321
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(37)	(950)	(24)	(1.011)	(49)	(18)	(116)	(75)	(258)	(1.269)
<b>Dívida líquida</b>	<b>491</b>	<b>5.561</b>	<b>12</b>	<b>6.064</b>	<b>602</b>	<b>45</b>	<b>1.195</b>	<b>146</b>	<b>1.988</b>	<b>8.052</b>
Participação CPFL (%)	65%	51,6%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51%	53,34%	-	-
<b>Dívida líquida dos projetos</b>	<b>319</b>	<b>2.869</b>	<b>7</b>	<b>3.196</b>	<b>293</b>	<b>11</b>	<b>609</b>	<b>78</b>	<b>992</b>	<b>4.188</b>

#### Reconciliação

CPFL Energia	
Dívida bruta	19.615
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(3.250)
<b>Dívida líquida (IFRS)</b>	<b>16.366</b>
(-) Projetos 100%	(6.064)
(+) Consolidação proporcional	4.188
<b>Dívida líquida (Pro Forma)</b>	<b>14.490</b>

### Reconciliação do EBITDA Pro Forma (2017)

#### EBITDA - Projetos de Geração

2017	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	CERAN	CPFL Renováveis	Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Receita operacional	322	1.959	38	2.319	580	412	830	789	2.612	4.931
Despesa operacional	(104)	(737)	(11)	(852)	(273)	(266)	(187)	(518)	(1.244)	(2.096)
<b>EBITDA</b>	<b>218</b>	<b>1.222</b>	<b>28</b>	<b>1.467</b>	<b>307</b>	<b>146</b>	<b>643</b>	<b>271</b>	<b>1.367</b>	<b>2.835</b>
Participação CPFL (%)	65%	51,60%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51%	53,34%	-	-
<b>EBITDA proporcional</b>	<b>142</b>	<b>630</b>	<b>17</b>	<b>789</b>	<b>150</b>	<b>37</b>	<b>328</b>	<b>145</b>	<b>659</b>	<b>1.447</b>

#### Reconciliação

CPFL Energia - 2017	
<b>Lucro Líquido</b>	<b>1.243</b>
Amortização	1.529
Resultado financeiro	1.488
IR/CS	604
<b>EBITDA</b>	<b>4.864</b>
(-) Equivalência patrimonial	(312)
(-) EBITDA - Projetos 100%	(1.467)
(+) EBITDA Proporcional	1.447
<b>EBITDA Pro Forma</b>	<b>4.531</b>

<b>Dívida líquida / EBITDA Pro Forma</b>	<b>3,20x</b>
--	--------------

Notas:

1) Conforme determinado para o cálculo dos *covenants* nos casos de aquisição de ativos pela Companhia.