

São Paulo, 10 de agosto de 2017 – A CPFL Energia S.A. (BM&FBOVESPA: CPFE3 e NYSE: CPL), anuncia seu **resultado do 2T17**. 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 2T16, salvo indicação contrária.

CPFL ENERGIA ANUNCIA OS RESULTADOS DO 2T17

Indicadores (R\$ Milhões)	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Vendas na Área de Concessão - GWh	16.108	13.903	15,9%	32.816	28.050	17,0%
Mercado Cativo	11.027	10.122	8,9%	23.124	20.690	11,8%
Cliente Livre	5.081	3.780	34,4%	9.692	7.359	31,7%
Receita Operacional Bruta	9.157	7.226	26,7%	17.887	14.812	20,8%
Receita Operacional Líquida	5.963	4.481	33,1%	11.501	8.817	30,4%
EBITDA ⁽¹⁾	1.027	966	6,3%	2.223	2.001	11,1%
Lucro Líquido	123	240	-48,7%	355	473	-24,8%
Investimentos ⁽²⁾	698	510	36,9%	1.379	959	43,8%

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 2T17

- **Vendas estáveis** na área de concessão **(+0,5%)**;
- Redução da **demanda contratada: -1,2%** Fora Ponta e **-2,1%** Ponta (jun/17 x jun/16);
- Aumentos de **33,1%** na **Receita Operacional Líquida** e de **6,3%** no **EBITDA**;
- Investimentos de **R\$ 698 milhões**;
- Dívida líquida *pro forma* de **R\$ 13,6 bilhões** e alavancagem de **3,28x Dívida Líquida/EBITDA pro forma**;
- **Reajuste tarifário da RGE**, em jun/17, com um **efeito médio de +5,00%** a ser percebido pelos consumidores;
- Antecipação da entrada em operação do **Complexo Eólico Pedra Cheirosa (48,3 MW)**, em jun/17;
- Antecipação da entrada em operação da **CPFL Transmissão Morro Agudo**, em jul/17;
- **Status atual da transação State Grid**: OPA de Tag Along em andamento, conforme Fato Relevante de 07/jul;
- **Consulta Pública**: aprimoramento do marco legal do setor elétrico.

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

- Sexta-feira, 11 de agosto de 2017 – 11h00 (Brasília), 10h00 (ET)
- ☎ Português: 55-11-3193-1001 ou 55-11-2820-4001 (Brasil)
- ☎ Inglês: 1-888-700-0802 (EUA) e 1-786-924-6977 (Outros Países)

Área de Relações com Investidores

55-19-3756-6083
ri@cpfl.com.br
www.cpfl.com.br/ri

ÍNDICE

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE	4
2) VENDAS DE ENERGIA.....	5
2.1) Vendas na Área de Concessão das Distribuidoras.....	5
2.1.1) Participação de cada Classe nas Vendas na Área de Concessão	6
2.1.2) Vendas no Mercado Cativo	6
2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres)	7
2.2) Demanda Contratada (% - alta tensão)	8
2.3) Capacidade Instalada da Geração.....	8
3) INFORMAÇÕES SOBRE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E CRITÉRIOS DE CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	9
3.1) Consolidação da CPFL Renováveis.....	11
3.2) Consolidação da RGE Sul.....	11
3.3) Apresentação do Desempenho Econômico-Financeiro.....	11
4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO.....	12
4.1) Abertura do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio.....	12
4.2) Reclassificação do Ativo Financeiro da Concessão	13
4.3) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais.....	13
4.4) Receita Operacional	14
4.5) Custo com Energia Elétrica	14
4.6) Custos e Despesas Operacionais	16
4.7) EBITDA.....	18
4.8) Resultado Financeiro.....	19
4.9) Lucro Líquido.....	21
5) ENDIVIDAMENTO.....	22
5.1) Dívida (IFRS).....	22
5.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	23
5.2.1) Cronograma de Amortização da Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	23
5.2.2) Indexação e Custo da Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros.....	24
5.3) Dívida Líquida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros e Alavancagem	25
6) INVESTIMENTOS	26
6.1) Investimentos realizados	26
6.2) Investimentos projetados	26
7) MERCADO DE CAPITALIS.....	27
7.1) Desempenho das Ações	27
7.2) Volume Médio Diário	28
8) GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	28
9) ESTRUTURA SOCIETÁRIA.....	29
9.1) Transação State Grid	30
10) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO.....	31
10.1) Segmento de Distribuição	31
10.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro	31
10.1.1.1) Reclassificação da Atualização do Ativo Financeiro da Concessão.....	31
10.1.1.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	31
10.1.1.3) Receita Operacional.....	32
10.1.1.4) Custo com Energia Elétrica.....	34
10.1.1.5) Custos e Despesas Operacionais	35
10.1.1.6) EBITDA.....	37
10.1.1.7) Resultado Financeiro	37

10.1.1.8) Lucro Líquido.....	39
10.1.2) Eventos tarifários.....	40
10.1.3) Indicadores Operacionais.....	41
10.2) Segmento de Comercialização e Serviços	43
10.2.1) Segmento de Comercialização	43
10.2.2) Segmento de Serviços	43
10.3) Segmento de Geração Convencional	44
10.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro	44
10.3.1.1) Receita Operacional.....	44
10.3.1.2) Custo com Energia Elétrica.....	44
10.3.1.3) Custos e Despesas Operacionais	45
10.3.1.4) Equivalência Patrimonial	46
10.3.1.5) EBITDA.....	47
10.3.1.6) Resultado Financeiro	47
10.3.1.7) Lucro Líquido.....	48
10.4) CPFL Renováveis.....	48
10.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro	48
10.4.1.1) Variações na DRE da CPFL Renováveis.....	49
10.4.1.2) Receita Operacional.....	49
10.4.1.3) Custo com Energia Elétrica.....	49
10.4.1.4) Custos e Despesas Operacionais	50
10.4.1.5) EBITDA.....	50
10.4.1.6) Resultado Financeiro	51
10.4.1.7) Lucro Líquido.....	51
10.4.2) Status dos Projetos de Geração – 100%	51
11) ANEXOS.....	53
11.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia	53
11.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia.....	54
11.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia	55
11.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia.....	56
11.5) Demonstração de Resultados – Segmento de Geração Convencional.....	57
11.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis.....	58
11.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição	59
11.8) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição (sem RGE Sul)	60
11.9) Desempenho Econômico-Financeiro por Distribuidora.....	61
11.10) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)	64
11.11) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh).....	65
11.12) Reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA Pro Forma da CPFL Energia para fins de cálculo dos <i>covenants</i> financeiros	66

1) MENSAGEM DO PRESIDENTE

O grupo CPFL esteve bastante ativo no primeiro semestre deste ano, passando por mudanças societárias, promovendo melhorias em suas operações e gestão, participando ativamente nas discussões sobre aperfeiçoamento do marco legal do setor elétrico e acompanhando os desdobramentos dos cenários político e econômico do Brasil em seus mercados.

A alienação do controle da Companhia foi concluída no início do ano e a transição que marca a entrada da State Grid no capital da CPFL Energia segue de forma tranquila e construtiva. Passamos pelas fases de apresentação dos times e de integração das pessoas. As trocas de experiências estão ocorrendo no Brasil e na China, resultando na identificação de potenciais oportunidades para os negócios.

Além dos movimentos societários, a Companhia apresentou inúmeros avanços e conquistas ao longo do semestre. Promovemos revisões organizacionais com objetivo de simplificar nossos processos e estrutura, visando maior foco nos negócios. Vale destacar também a criação da Envo, a entrega do projeto Morro Agudo (transmissão), a inauguração do parque eólico Pedra Cheirosa, o elevado valor de investimentos na base de ativos das distribuidoras CPFL Paulista, RGE e RGE Sul, a conquista do prêmio ABRADDEE pela CPFL Santa Cruz como melhor distribuidora nacional em sua categoria e pela RGE como melhor distribuidora da região Sul, a integração da RGE Sul (adquirida no 2S16), entre outros.

Os resultados do segundo trimestre refletiram tais avanços e as condições de mercado no período. O segmento de distribuição apresentou ligeira alta nas vendas de energia no segundo trimestre de 2017 (+0,5%), desconsiderando-se o efeito positivo da aquisição da RGE Sul. A classe residencial registrou queda de 0,6%, refletindo a alta base comparativa de 2016, quando as temperaturas no mês de abril atingiram recordes históricos de alta, enquanto as classes industrial e comercial apresentaram alta de 1,3% e queda de 1,4%, respectivamente. A aquisição da RGE Sul, consolidada desde novembro de 2016, adicionou 2.134 GWh aos volumes vendidos no segundo trimestre de 2017.

A geração de caixa operacional do grupo, medida pelo EBITDA, atingiu R\$ 1.027 milhões, um aumento de 6% quando comparamos ao 2T16, refletindo principalmente a contribuição da consolidação integral da RGE Sul e a melhora nos resultados dos segmentos de Geração e Renováveis. A alavancagem consolidada da CPFL Energia alcançou 3,28x dívida líquida/EBITDA ao final do trimestre, no critério de medição de nossos *covenants* financeiros, estável em relação aos trimestres anteriores. Vale ressaltar que as reduções nas taxas de juros verificadas ao longo do ano beneficiarão a Companhia, que tem cerca de 3/4 de sua dívida atrelada ao CDI.

Dessa forma, a CPFL está cada vez mais preparada e bem posicionada para enfrentar os desafios do país. Seguimos trabalhando em iniciativas de valor para nossos acionistas e em nosso plano de investimentos (cerca de R\$ 3,0 bilhões em 2017), com disciplina financeira, empenho e comprometimento de nossas equipes e a confiança de nossos novos acionistas controladores.

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						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Mercado Cativo	11.027	10.122	8,9%	23.124	20.690	11,8%
Cliente Livre	5.081	3.780	34,4%	9.692	7.359	31,7%
Total	16.108	13.903	15,9%	32.816	28.050	17,0%

Vendas na Área de Concessão (sem RGE Sul) - GWh						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Mercado Cativo	9.442	10.122	-6,7%	19.444	20.690	-6,0%
Cliente Livre	4.532	3.780	19,9%	8.689	7.359	18,1%
Total	13.974	13.903	0,5%	28.133	28.050	0,3%

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

No 2T17, as vendas na área de concessão, realizadas por meio do segmento de distribuição, totalizaram 16.108 GWh, um aumento de 15,9%, devido principalmente à aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, as vendas na área de concessão totalizariam 13.974 GWh, um aumento de 0,5%.

As vendas para o mercado cativo totalizaram 11.027 GWh no 2T17, um aumento de 8,9%, devido principalmente à aquisição da RGE Sul; desconsiderando o efeito dessa aquisição, as vendas para o mercado cativo totalizariam 9.442 GWh, uma redução de 6,7%, refletindo principalmente a forte migração de clientes para o mercado livre. 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 5.081 GWh no 2T17, um aumento de 34,4%, devido principalmente à aquisição da RGE Sul; desconsiderando o efeito dessa aquisição, a quantidade de energia fatura por meio da TUSD atingiria 4.532 GWh, um aumento de 19,9%.

Vendas na Área de Concessão - GWh								
	2T17	2T16	Var.	Part.	1S17	1S16	Var.	Part.
Residencial	4.590	4.003	14,7%	28,5%	9.718	8.268	17,5%	29,6%
Industrial	6.146	5.317	15,6%	38,2%	11.809	10.464	12,9%	36,0%
Comercial	2.681	2.416	11,0%	16,6%	5.625	5.001	12,5%	17,1%
Outros	2.692	2.167	24,2%	16,7%	5.664	4.317	31,2%	17,3%
Total	16.108	13.903	15,9%	100,0%	32.816	28.050	17,0%	100,0%

Vendas na Área de Concessão (sem RGE Sul) - GWh								
	2T17	2T16	Var.	Part.	1S17	1S16	Var.	Part.
Residencial	3.978	4.003	-0,6%	28,5%	8.307	8.268	0,5%	29,5%
Industrial	5.387	5.317	1,3%	38,5%	10.421	10.464	-0,4%	37,0%
Comercial	2.383	2.416	-1,4%	17,1%	4.950	5.001	-1,0%	17,6%
Outros	2.226	2.167	2,7%	15,9%	4.456	4.317	3,2%	15,8%
Total	13.974	13.903	0,5%	100,0%	28.133	28.050	0,3%	100,0%

Nota: As tabelas de vendas na área de concessão por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.10.

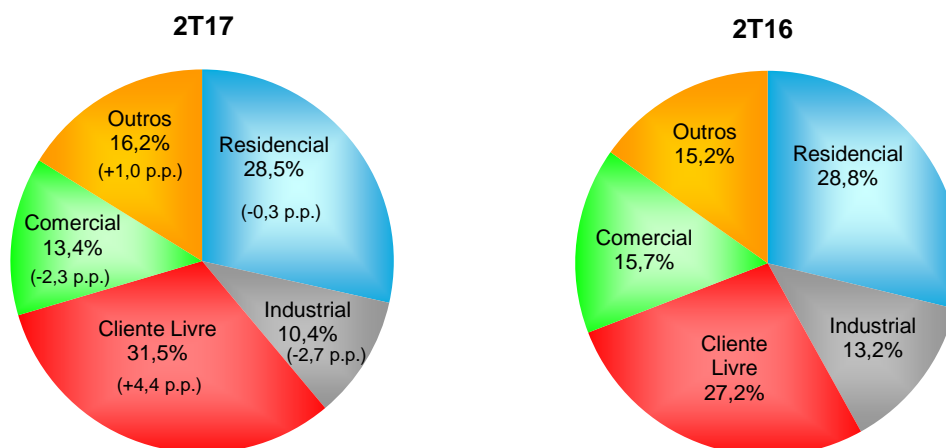
Destacam-se no 2T17, na área de concessão:

- **Classes residencial e comercial (28,5% e 16,6% das vendas totais, respectivamente):**

aumentos de 14,7% e 11,0%, respectivamente, influenciado pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, teríamos reduções de 0,6% e 1,4%, respectivamente, refletindo a elevada temperatura no 2T16 (principalmente no mês de abril);

- **Classe industrial (38,2% das vendas totais):** aumento de 15,6%, influenciado pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, teríamos um aumento de 1,3%, refletindo a baixa base de comparação do 2T16.

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



Nota: Entre parênteses, a variação em pontos percentuais do 2T16 para o 2T17.

2.1.2) Vendas no Mercado Cativo

Vendas no Mercado Cativo - GWh						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	4.590	4.003	14,7%	9.718	8.268	17,5%
Industrial	1.676	1.828	-8,3%	3.307	3.677	-10,1%
Comercial	2.153	2.177	-1,1%	4.595	4.524	1,6%
Outros	2.608	2.115	23,3%	5.503	4.221	30,4%
Total	11.027	10.122	8,9%	23.124	20.690	11,8%

Vendas no Mercado Cativo (sem RGE Sul) - GWh						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	3.978	4.003	-0,6%	8.307	8.268	0,5%
Industrial	1.428	1.828	-21,9%	2.845	3.677	-22,6%
Comercial	1.893	2.177	-13,0%	3.996	4.524	-11,7%
Outros	2.144	2.115	1,4%	4.297	4.221	1,8%
Total	9.442	10.122	-6,7%	19.444	20.690	-6,0%

Nota: As tabelas de vendas no mercado cativo por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.11.

O aumento de 8,9% (905 GWh) nas vendas para o mercado cativo, de 10.122 GWh no 2T16 para 11.027 GWh no 2T17, foi influenciado pela aquisição da RGE Sul. Desconsiderando o efeito dessa aquisição, as vendas para o mercado cativo totalizariam 9.442 GWh no 2T17, representando uma redução de 6,7% (680 GWh), decorrente principalmente do desempenho das classes industrial e

comercial, refletindo principalmente a forte migração de clientes para o mercado livre, como explicado anteriormente.

2.1.3) Cliente Livre (consumo dos clientes livres)

Cliente Livre - GWh						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Industrial	4.470	3.489	28,1%	8.502	6.786	25,3%
Comercial	527	239	120,8%	1.030	477	115,8%
Outros	84	52	59,8%	161	96	67,7%
Total	5.081	3.780	34,4%	9.692	7.359	31,7%

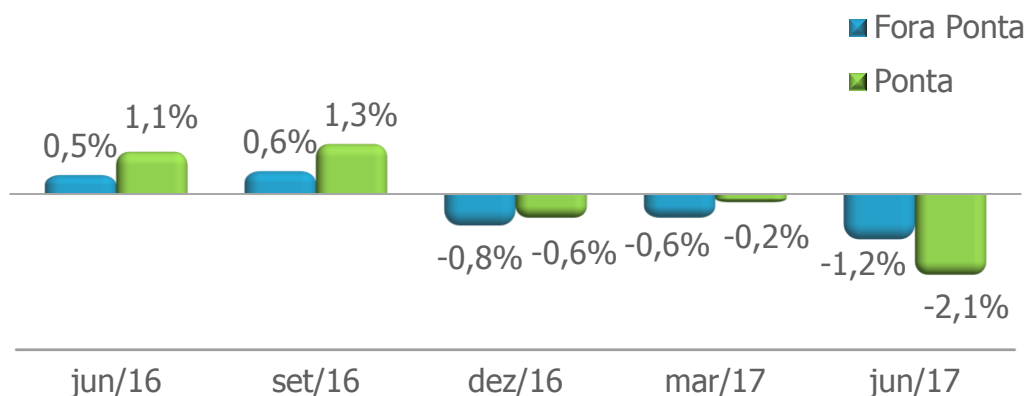
Cliente Livre (sem RGE Sul) - GWh						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Industrial	3.959	3.489	13,5%	7.576	6.786	11,6%
Comercial	490	239	105,1%	954	477	99,9%
Outros	83	52	58,2%	159	96	65,9%
Total	4.532	3.780	19,9%	8.689	7.359	18,1%

Cliente Livre por Distribuidora - GWh						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
CPFL Paulista	2.353	1.998	17,7%	4.529	3.843	17,9%
CPFL Piratininga	1.461	1.201	21,6%	2.796	2.420	15,5%
RGE	595	499	19,3%	1.129	931	21,2%
CPFL Santa Cruz	30	13	129,6%	58	25	130,2%
CPFL Jaguari	45	25	82,9%	88	52	69,4%
CPFL Mococa	10	7	39,7%	17	14	15,7%
CPFL Leste Paulista	15	14	6,8%	29	28	5,7%
CPFL Sul Paulista	23	23	2,3%	44	45	-4,3%
RGE Sul (*)	549	-	-	1.003	-	-
Total	5.081	3.780	34,4%	9.692	7.359	31,7%

Nota: (*) Considera a quantidade de energia faturada por meio da TUSD do 2T17 e do 1S17.

2.2) Demanda Contratada (% - alta tensão)

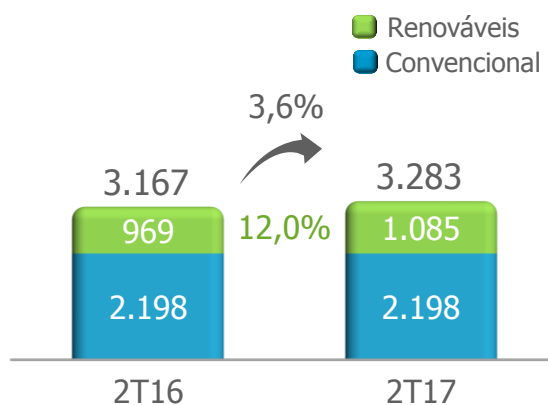
Evolução da Demanda Contratada | % em relação ao mesmo mês do ano anterior



2.3) Capacidade Instalada da Geração

No 2T17, 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 3,6% em relação ao 2T16. 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 51,61%.

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 30 de junho 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	4.337	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	1.706	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	1.471	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	1.328	30 anos	Novembro de 2027
Companhia Luz e Força Santa Cruz ("CPFL Santa Cruz")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Paraná	27	211	30 anos	Julho de 2045
Companhia Leste Paulista de Energia ("CPFL Leste Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	7	58	30 anos	Julho de 2045
Companhia Jaguarí de Energia ("CPFL Jaguarí")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	2	41	30 anos	Julho de 2045
Companhia Sul Paulista de Energia ("CPFL Sul Paulista")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo	5	86	30 anos	Julho de 2045
Companhia Luz e Força de Mococa ("CPFL Mococa")	Sociedade por ações de capital fechado	Direta 100%	Interior de São Paulo e Minas Gerais	4	47	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	1 Hidrelétrica, 3 PCHs (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") (b)	Sociedade por ações de capital fechado	Indireta 51%	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 10.4.2	Vide item 10.4.2	Vide item 10.4.2	Vide item 10.4.2
CPFL Centrais Geradoras Ltda. ("CPFL Centrais Geradoras")	Sociedade limitada	Direta 100%	São Paulo	6 CGHs (d)	4	4

Notas:

(a) PCH - Pequena Central Hidrelétrica;

(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) CGH - Central Geradora Hidrelétrica;

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") (e)	Sociedade Limitada	Prestação de serviços de informática	Direta 100%
CPFL GD S.A. ("CPFL GD") (f)	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de geração	Indireta 100%

- (e) Em setembro de 2014 a controlada direta TI Nect Serviços de Informática Ltda. ("Authi"), foi constituída com o objetivo de prestar serviços de informática, manutenção em tecnologias da informação, atualização de sistema, desenvolvimento e customização de programas e manutenção de computadores e equipamentos periféricos;
- (f) Em agosto de 2015 foi constituída a empresa CPFL GD S.A., controlada integralmente pela CPFL Eficiência Energética S.A., com o objetivo principalmente de prestação de serviços e consultoria em geral no mercado de energia elétrica e comercialização de bens relacionados a centrais de geração de energia elétrica;

Outros	Tipo de Sociedade	Atividade preponderante	Participação Societária
CPFL Jaguariúna Participações Ltda. ("CPFL Jaguariúna")	Sociedade Limitada	Sociedade de participação	Direta 100%
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%
CPFL Transmissão Piracicaba S.A. ("CPFL Transmissão Piracicaba")	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo") (g)	Sociedade por ações de capital fechado	Prestação de serviços na área de transmissão de energia elétrica	Indireta 100%

(g) Em janeiro de 2015 foi aprovada a constituição da CPFL Transmissora Morro Agudo S.A. ("CPFL Transmissão Morro Agudo"), controlada da CPFL Geração, que tem como objetivo implantar e operar concessões de transmissão de energia elétrica, incluindo atividades de construção, implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão da rede básica do Sistema Interligado Nacional ("SIN").

3.1) Consolidação da CPFL Renováveis

Em 30 de junho de 2017, a CPFL Energia detinha participação indireta de 51,61% 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 30 de junho de 2017, a CPFL Energia detinha participação indireta de 100% do capital social da RGE Sul por meio da CPFL Jaguariúna. 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 11.12 deste relatório.

4) DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

DRE Consolidado - CPFL ENERGIA (R\$ Milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receita Operacional Bruta	9.157	7.226	26,7%	17.887	14.812	20,8%
Receita Operacional Líquida	5.963	4.481	33,1%	11.501	8.817	30,4%
Custo com Energia Elétrica	(3.739)	(2.665)	40,3%	(6.959)	(5.193)	34,0%
Custos e Despesas Operacionais	(1.661)	(1.231)	35,0%	(3.240)	(2.376)	36,3%
Resultado do Serviço	563	585	-3,9%	1.302	1.249	4,3%
EBITDA¹	1.027	966	6,3%	2.223	2.001	11,1%
Resultado Financeiro	(418)	(264)	58,4%	(854)	(583)	46,5%
Lucro Antes da Tributação	228	390	-41,6%	611	798	-23,4%
Lucro Líquido	123	240	-48,7%	355	473	-24,8%

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
2T17								
Receita operacional líquida	4.741	280	431	763	120	11	(384)	5.963
Custos e despesas operacionais	(4.289)	(59)	(208)	(729)	(97)	(21)	384	(5.018)
Depreciação e amortização	(191)	(31)	(153)	(1)	(5)	(1)	-	(381)
Resultado do serviço	261	191	70	34	18	(11)	-	563
Equivalência patrimonial	-	83	-	-	-	-	-	83
EBITDA	452	304	223	35	22	(10)	-	1.027
Resultado financeiro	(166)	(102)	(133)	(8)	0	(11)	-	(418)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	96	171	(62)	26	18	(22)	-	228
Imposto de renda e contribuição social	(53)	(29)	(14)	(8)	(4)	3	-	(105)
Lucro (prejuízo) líquido	43	142	(76)	18	14	(19)	-	123
2T16 (Reapresentado)								
Receita operacional líquida	3.568	247	365	486	94	11	(290)	4.481
Custos e despesas operacionais	(3.117)	(49)	(154)	(454)	(75)	(24)	290	(3.583)
Depreciação e amortização	(141)	(31)	(135)	(1)	(3)	(1)	-	(312)
Resultado do serviço	310	166	76	31	16	(14)	-	585
Equivalência patrimonial	-	69	-	-	-	-	-	69
EBITDA	451	266	211	32	19	(13)	-	966
Resultado financeiro	(65)	(87)	(128)	6	1	10	-	(264)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	245	149	(52)	36	17	(4)	-	390
Imposto de renda e contribuição social	(92)	(27)	(10)	(10)	(3)	(8)	-	(150)
Lucro (prejuízo) líquido	154	121	(62)	26	13	(12)	-	240
Variação								
Receita operacional líquida	32,9%	13,4%	18,0%	57,2%	26,7%	2,8%	32,3%	33,1%
Custos e despesas operacionais	37,6%	19,1%	34,8%	60,5%	29,3%	-12,1%	32,3%	40,1%
Depreciação e amortização	35,9%	-1,6%	13,3%	-17,8%	44,4%	8,2%	-	22,2%
Resultado do serviço	-15,7%	14,5%	-7,8%	10,6%	10,6%	-22,1%	-	-3,9%
Equivalência patrimonial	-	20,9%	-	-	-	-	-	20,9%
EBITDA	0,3%	14,3%	5,7%	9,8%	16,5%	-24,2%	-	6,3%
Resultado financeiro	154,3%	18,2%	3,5%	-	-20,7%	-	-	58,4%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	-60,9%	15,3%	19,9%	-27,4%	9,4%	389,8%	-	-41,6%
Imposto de renda e contribuição social	-42,6%	6,2%	43,9%	-21,9%	8,6%	-	-	-30,3%
Lucro (prejuízo) líquido	-71,8%	17,4%	23,7%	-29,6%	9,7%	56,8%	-	-48,7%

Nota: uma análise do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio é apresentada no capítulo 10.

DRE por segmento de negócio - CPFL Energia (R\$ milhões)								
	Distribuição	Geração Convencional	Geração Renovável	Comercialização	Serviços	Outros	Eliminações	Total
1S17								
Receita operacional líquida	9.203	537	819	1.384	223	54	(719)	11.501
Custos e despesas operacionais	(8.125)	(106)	(359)	(1.309)	(183)	(79)	719	(9.441)
Depreciação e amortização	(380)	(61)	(304)	(2)	(9)	(2)	-	(758)
Resultado do serviço	699	370	156	74	31	(26)	-	1.302
Equivalência patrimonial	-	163	-	-	-	-	-	163
EBITDA	1.078	594	459	75	40	(24)	-	2.223
Resultado financeiro	(347)	(202)	(256)	(21)	2	(30)	-	(854)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	351	330	(100)	53	33	(56)	-	611
Imposto de renda e contribuição social	(158)	(56)	(26)	(18)	(8)	10	-	(255)
Lucro (prejuízo) líquido	193	274	(126)	35	25	(46)	-	355
1S16 (Reapresentado)								
Receita operacional líquida	7.095	484	656	917	180	19	(533)	8.817
Custos e despesas operacionais	(6.053)	(101)	(278)	(869)	(143)	(39)	533	(6.949)
Depreciação e amortização	(280)	(62)	(268)	(2)	(6)	(2)	-	(620)
Resultado do serviço	762	321	110	47	30	(22)	-	1.249
Equivalência patrimonial	-	132	-	-	-	-	-	132
EBITDA	1.042	515	379	48	37	(20)	-	2.001
Resultado financeiro	(156)	(170)	(262)	9	1	(5)	-	(583)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	606	283	(152)	56	32	(27)	-	798
Imposto de renda e contribuição social	(230)	(52)	(17)	(16)	(8)	(1)	-	(325)
Lucro (prejuízo) líquido	376	231	(169)	40	24	(28)	-	473
Variação								
Receita operacional líquida	29,7%	11,0%	24,7%	50,9%	24,0%	182,8%	34,8%	30,4%
Custos e despesas operacionais	34,2%	5,2%	29,4%	50,6%	27,9%	99,8%	34,8%	35,9%
Depreciação e amortização	35,8%	-1,0%	13,2%	-12,0%	44,9%	10,7%	-	22,2%
Resultado do serviço	-8,3%	15,2%	41,0%	58,3%	1,5%	20,4%	-	4,3%
Equivalência patrimonial	-	23,1%	-	-	-	-	-	23,1%
EBITDA	3,5%	15,3%	21,3%	55,5%	9,0%	21,2%	-	11,1%
Resultado financeiro	122,4%	18,8%	-2,3%	-	32,4%	487,3%	-	46,5%
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	-42,0%	16,7%	-33,8%	-4,9%	2,9%	108,4%	-	-23,4%
Imposto de renda e contribuição social	-31,5%	8,2%	54,3%	10,2%	-7,4%	-	-	-21,4%
Lucro (prejuízo) líquido	-48,5%	18,7%	-25,0%	-11,1%	6,5%	61,6%	-	-24,8%

Nota: uma análise do desempenho econômico-financeiro por segmento de negócio é apresentada no capítulo 10.

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 do 2T16.

4.3) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 2T17, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 369 milhões, comparado a um total de **passivos financeiros setoriais** no montante de R\$ 462 milhões no 2T16, uma variação de R\$ 831 milhões.

Em 30 de junho de 2017, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era negativo em R\$ 1.254 milhões, comparado a um saldo negativo de R\$ 1.525 milhões em 31 de março de 2017 e um saldo positivo de R\$ 130 milhões em 30 de junho 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 2T17, a receita operacional bruta atingiu R\$ 9.157 milhões, representando um aumento de 26,7% (R\$ 1.930 milhões). As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.194 milhões no 2T17, representando um aumento de 16,3% (R\$ 448 milhões). A receita operacional líquida atingiu R\$ 5.963 milhões no 2T17, registrando um aumento de 33,1% (R\$ 1.482 milhões).

Os principais fatores que afetaram a receita operacional líquida foram:

- Aumento de receita no segmento de Distribuição, no montante de R\$ 1.173 milhões, devido principalmente à aquisição da RGE Sul (para maiores detalhes, vide item 10.1.1.2);
- Aumento de receita no segmento de Comercialização, no montante de R\$ 278 milhões;
- Aumento de receita na CPFL Renováveis, no montante de R\$ 66 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Geração Convencional, no montante de R\$ 33 milhões;
- Aumento de receita no segmento de Serviços, no montante de R\$ 25 milhões;

Parcialmente compensados por:

- Redução de R\$ 94 milhões, devido a eliminações.

4.5) Custo com Energia Elétrica

Custo com Energia Elétrica (R\$ Milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	610	504	21,0%	1.168	1.051	11,2%
Energia de Curto Prazo / PROINFA	110	82	34,1%	202	89	125,6%
Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado e Contratos Bilaterais	3.153	1.960	60,9%	5.825	3.791	53,6%
Crédito de PIS e COFINS	(353)	(232)	51,9%	(656)	(452)	45,2%
Total	3.521	2.314	52,2%	6.539	4.480	46,0%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	248	202	22,8%	496	404	22,9%
Encargos de Transporte de Itaipu	16	13	21,1%	31	25	20,2%
Encargos de Conexão	30	19	57,2%	60	35	69,2%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	10	12,6%	22	19	16,7%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	(66)	70	-	(149)	197	-
Encargos de Energia de Reserva - EER	(0)	71	-	(0)	101	-
Crédito de PIS e COFINS	(21)	(34)	-38,3%	(40)	(69)	-41,9%
Total	218	351	-37,9%	420	713	-41,1%
Custo com Energia Elétrica	3.739	2.665	40,3%	6.959	5.193	34,0%

Custo com Energia Elétrica (sem RGE Sul) (R\$ Milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	509	504	1,0%	973	1.051	-7,4%
Energia de Curto Prazo / PROINFA	88	82	7,3%	158	89	76,7%
Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado e Contratos Bilaterais	2.768	1.960	41,2%	5.096	3.791	34,4%
Crédito de PIS e COFINS	(307)	(232)	31,9%	(568)	(452)	25,8%
Total	3.059	2.314	32,2%	5.658	4.480	26,3%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	207	202	2,1%	412	404	2,1%
Encargos de Transporte de Itaipu	13	13	0,8%	25	25	0,1%
Encargos de Conexão	21	19	8,8%	41	35	15,8%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	10	12,6%	22	19	16,7%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	(58)	70	-	(130)	197	-
Encargos de Energia de Reserva - EER	(0)	71	-	(0)	101	-
Crédito de PIS e COFINS	(16)	(34)	-53,9%	(30)	(69)	-56,7%
Total	177	351	-49,6%	341	713	-52,1%
Custo com Energia Elétrica	3.236	2.665	21,4%	5.999	5.193	15,5%

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

No 2T17, 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\$ 3.739 milhões, registrando um aumento de 40,3% (R\$ 1.074 milhões).

Os fatores que explicam essas variações seguem abaixo:

- O custo da energia comprada para revenda atingiu R\$ 3.521 milhões no 2T17, um aumento de 52,2% (R\$ 1.207 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Impacto da inclusão da RGE Sul na nossa consolidação no 2T17. O custo total da energia comprada para revenda com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação no 2T16) totalizou R\$ 462 milhões no 2T17;
 - (ii) Aumento de 41,2% (R\$ 808 milhões) no custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais, devido aos aumentos de 18,9% no preço médio de compra (R\$ 196,27/MWh no 2T17 vs. R\$ 165,11/MWh no 2T16) e de 18,8% (2.233 GWh) na quantidade de energia comprada;
 - (iii) Aumento de 7,3% na compra de energia no mercado de curto prazo/custo com PROINFA (R\$ 6 milhões);
 - (iv) Aumento de 1,0% (R\$ 5 milhões) no custo com energia de Itaipu, devido ao aumento de 4,9% no preço médio de compra (R\$ 208,98/MWh no 2T17 vs. R\$ 199,16/MWh no 2T16), parcialmente compensado pela redução de 3,7% (94 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensados por:

- (v) Aumento de 31,9% (R\$ 74 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\$ 218 milhões no 2T17, uma redução de 37,9% (R\$ 133 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Variação de R\$ 129 milhões nos Encargos de Serviço de Sistema – ESS, passando de uma despesa de R\$ 70 milhões no 2T16 para uma receita de R\$ 58 milhões no 2T17;
 - (ii) Variação de R\$ 71 milhões nos Encargos de Energia de Reserva – EER, uma vez que não houve registro desse encargo no 2T17 e houve um recebimento de recursos

financeiros da Conta de Energia de Reserva (CONER) no valor de R\$ 71 milhões no 2T16;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Impacto da inclusão da RGE Sul na nossa consolidação no 2T17. Os encargos totais de uso do sistema de transmissão e distribuição com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação no 2T16) totalizaram R\$ 41 milhões no 2T17;
- (iv) Redução de 53,9% (R\$ 18 milhões) nos créditos de PIS/Cofins (reduzidor de custo), gerados a partir dos encargos;
- (v) Aumento de 2,1% (R\$ 4 milhões) nos encargos da rede básica;
- (vi) Aumento de R\$ 3 milhões nos encargos de transporte de Itaipu, 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\$ 1.661 milhões no 2T17, comparado a R\$ 1.231 milhões no 2T16, um aumento de 35,0% (R\$ 430 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

PMSO

O item PMSO atingiu R\$ 786 milhões no 2T17, comparado a R\$ 630 milhões no 2T16, um aumento de 24,7% (R\$ 156 milhões).

PMSO Reportado (R\$ milhões)								
	2T17	2T16	Variação		1S17	1S16	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO Reportado								
Pessoal	(337)	(267)	(69)	26,0%	(669)	(512)	(157)	30,7%
Material	(57)	(39)	(18)	46,3%	(113)	(79)	(34)	42,4%
Serviços de Terceiros	(189)	(158)	(32)	20,0%	(374)	(307)	(68)	22,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(203)	(166)	(37)	22,0%	(389)	(339)	(50)	14,7%
<i>PDD</i>	(39)	(50)	10	-21,0%	(86)	(96)	10	-10,2%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(59)	(50)	(9)	18,0%	(114)	(109)	(5)	4,3%
<i>Outros</i>	(105)	(67)	(38)	57,1%	(189)	(134)	(55)	41,0%
Total PMSO Reportado	(786)	(630)	(156)	24,7%	(1.545)	(1.237)	(308)	24,9%
PMSO RGE Sul								
Pessoal	(40)				(81)			
Material	(7)				(16)			
Serviços de Terceiros	(31)				(62)			
Outros Custos/Despesas Operacionais	(33)				(56)			
<i>PDD</i>	(6)				(15)			
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(14)				(23)			
<i>Outros</i>	(12)				(18)			
Total PMSO RGE Sul	(111)				(216)			
PMSO (-) RGE Sul								
Pessoal	(297)	(267)	(30)	11,1%	(588)	(512)	(76)	14,8%
Material	(50)	(39)	(11)	28,3%	(97)	(79)	(18)	22,4%
Serviços de Terceiros	(158)	(158)	(0)	0,3%	(312)	(307)	(5)	1,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(170)	(166)	(4)	2,1%	(332)	(339)	6	-1,9%
<i>PDD</i>	(33)	(50)	17	-34,0%	(72)	(96)	24	-25,4%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(44)	(50)	5	-10,7%	(90)	(109)	19	-17,2%
<i>Outros</i>	(93)	(67)	(26)	38,6%	(171)	(134)	(37)	27,3%
Total PMSO (-) RGE Sul	(675)	(630)	(45)	7,1%	(1.329)	(1.237)	(92)	7,5%

(i) **Pessoal** - aumento de 26,0% (R\$ 69 milhões), devido principalmente a:

- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 40 milhões);
- ✓ Efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 18 milhões);
- ✓ Aumento no segmento de Serviços devido à expansão da CPFL Serviços, Nect, Authi e CPFL Eficiência (R\$ 18 milhões);

Parcialmente compensados por:

- ✓ Outros efeitos (R\$ 7 milhões);

- (ii) **Material** - aumento de 46,3% (R\$ 18 milhões), devido principalmente a:
- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 7 milhões);
 - ✓ Reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 4 milhões);
 - ✓ Manutenção de frota (R\$ 2 milhões);
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 5 milhões);
- (iii) **Serviços de terceiros** - aumento de 20,0% (R\$ 32 milhões), devido principalmente à aquisição da RGE Sul (R\$ 31 milhões) e outros efeitos (R\$ 1 milhão);
- (iv) **Outros custos/despesas operacionais** – aumento de 22,0% (R\$ 37 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:
- ✓ Aquisição da RGE Sul (R\$ 33 milhões);
 - ✓ Aumento na baixa de ativos (R\$ 23 milhões), devido principalmente à baixa de ativo intangível de projetos de PCHs da CPFL Renováveis, pela incerteza de seu desenvolvimento, no valor de R\$ 16 milhões;
 - ✓ Aumento nas despesas com taxa de arrecadação (R\$ 2 milhões);
 - ✓ Aumento nas despesas com publicidade e propaganda (R\$ 2 milhões);
 - ✓ Aumento nas despesas com doações, contribuições e subvenções (R\$ 1 milhão);
 - ✓ Outros efeitos (R\$ 2 milhões);
- Parcialmente compensados por:
- ✓ Redução de 34,0% na provisão para devedores duvidosos (R\$ 17 milhões);
 - ✓ Redução de 10,7% nas despesas legais e judiciais (R\$ 5 milhões);
 - ✓ Redução de 50,0% na amortização do prêmio pago – GSF (risco hidrológico) no segmento de Geração Convencional/Renováveis (R\$ 2 milhões);
 - ✓ Redução de 22,9% nas despesas com multas regulatórias – DIC, FIC, DMIC e DICRI (R\$ 2 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 875 milhões no 2T17, comparado a R\$ 600 milhões no 2T16, registrando um aumento de 45,7% (R\$ 275 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 133 milhões);
- Aumento de 69,6% (R\$ 191 milhões) no item **Custos com Construção da Infraestrutura**;
- Aumento de 102,1% (R\$ 14 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2017;
- Aumento de 23,6% (R\$ 59 milhões) no item **Depreciação e Amortização**;
- Aumento de 16,3% (R\$ 10 milhões) no item **Amortização do Intangível da Concessão**.

4.7) EBITDA

No 2T17, o **EBITDA** atingiu R\$ 1.027 milhões, registrando um aumento de 6,3% (R\$ 61 milhões).

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

Conciliação do EBITDA e Lucro Líquido (R\$ milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Lucro Líquido	123	240	-48,7%	355	473	-24,8%
Depreciação e Amortização	381	312		758	620	
Resultado Financeiro	418	264		854	583	
Imposto de Renda / Contribuição Social	105	150		255	325	
EBITDA	1.027	966	6,3%	2.223	2.001	11,1%

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.

No 2T17, a **despesa financeira líquida** foi de R\$ 418 milhões, um aumento de 58,4% (R\$ 154 milhões) em comparação à despesa financeira líquida de R\$ 264 milhões, registrada no 2T16.

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	129	165	-21,8%	289	298	-2,8%
Acréscimos e Multas Moratórias	69	60	16,6%	143	117	22,2%
Atualização de Créditos Fiscais	2	15	-83,9%	5	18	-71,8%
Atualização de Depósitos Judiciais	13	9	44,4%	26	18	48,5%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(1)	47	-	29	102	-71,3%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	3	5	-43,0%	6	12	-50,4%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	1	7	-85,2%	1	57	-98,0%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(13)	(2)	523,1%	(27)	(23)	17,4%
Outros	18	27	-31,8%	31	49	-36,7%
Total	223	334	-33,2%	503	646	-22,1%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(442)	(438)	1,1%	(928)	(868)	6,8%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(154)	(135)	14,1%	(338)	(288)	17,3%
(-) Juros Capitalizados	10	21	-52,7%	34	34	0,6%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(23)	(14)	60,3%	(50)	(16)	209,9%
Uso do Bem Público - UBP	(0)	(4)	-94,5%	(4)	(8)	-56,5%
Outros	(30)	(27)	14,1%	(72)	(82)	-11,8%
Total	(641)	(597)	7,3%	(1.358)	(1.229)	10,5%
Resultado Financeiro	(418)	(264)	58,4%	(854)	(583)	46,5%

Resultado Financeiro (sem RGE Sul) (R\$ Milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	125	165	-24,6%	280	298	-6,1%
Acréscimos e Multas Moratórias	55	60	-6,9%	112	117	-4,3%
Atualização de Créditos Fiscais	2	15	-83,9%	5	18	-71,8%
Atualização de Depósitos Judiciais	12	9	36,0%	25	18	39,6%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(3)	47	-	28	102	-72,1%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	3	5	-43,0%	6	12	-50,4%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	1	7	-85,2%	1	57	-98,0%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(13)	(2)	523,1%	(27)	(23)	17,4%
Outros	14	27	-46,5%	28	49	-43,4%
Total	198	334	-40,7%	457	646	-29,3%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(407)	(438)	-6,9%	(851)	(868)	-2,0%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(153)	(135)	13,3%	(330)	(288)	14,5%
(-) Juros Capitalizados	9	21	-56,8%	32	34	-4,3%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(11)	(14)	-20,8%	(38)	(16)	130,9%
Uso do Bem Público - UBP	(0)	(4)	-94,5%	(4)	(8)	-56,5%
Outros	(24)	(27)	-9,9%	(62)	(82)	-24,2%
Total	(587)	(597)	-1,7%	(1.251)	(1.229)	1,8%
Resultado Financeiro	(390)	(264)	47,6%	(794)	(583)	36,3%

Os itens que explicam essa variação do Resultado Financeiro são:

- Receitas Financeiras: redução de 33,2% (R\$ 111 milhões), passando de R\$ 334 milhões no 2T16 para R\$ 223 milhões no 2T17, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Variação de R\$ 50 milhões nas **atualizações monetárias e cambiais**, passando de uma receita de R\$ 47 milhões no 2T16 para uma despesa de R\$ 3 milhões no 2T17, devido às reduções de: (a) R\$ 39 milhões no ganho com derivativo *zero-cost collar*¹; (b) R\$ 11 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores; e (c) R\$ 1 milhão na atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da ANEEL; parcialmente compensadas pelo aumento de R\$ 1 milhão em outras atualizações monetárias e cambiais;
 - (ii) Redução de 24,6% (R\$ 41 milhões) nas **rendas de aplicações financeiras**, devido às reduções no CDI e no saldo médio de aplicações;
 - (iii) Redução de 83,9% (R\$ 13 milhões) na **atualização de créditos fiscais**;
 - (iv) Redução de 46,5% (R\$ 13 milhões) em **outras receitas financeiras**;
 - (v) Aumento de 523,1% (R\$ 11 milhões) no **PIS e COFINS sobre Outras Receitas Financeiras** (reduzidor de receita);
 - (vi) Redução de 85,2% (R\$ 6 milhões) na **atualização do ativo financeiro setorial**;
 - (vii) Redução de 6,9% (R\$ 4 milhões) em **acréscimos e multas moratórias**;
 - (viii) Redução de 43,0% (R\$ 2 milhões) no **deságio na aquisição de crédito de ICMS**;

¹ 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.

Parcialmente compensado por:

- (ix) Impacto da inclusão da **RGE Sul** na nossa consolidação no 2T17. A receita financeira total com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação em 2T16) totalizou R\$ 25 milhões no 2T17;
 - (x) Aumento de 36,0% (R\$ 3 milhões) na **atualização de depósitos judiciais**.
- Despesas Financeiras: aumento de 7,3% (R\$ 43 milhões), passando de R\$ 597 milhões no 2T16 para R\$ 641 milhões no 2T17, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Impacto da inclusão da **RGE Sul** na nossa consolidação no 2T17. A despesa financeira total com relação à RGE Sul (que não era incluída na nossa consolidação em 2T16) totalizou R\$ 53 milhões no 2T17;
 - (ii) Aumento de 13,3% (R\$ 18 milhões) nas **atualizações monetárias e cambiais**, devido:
 - (a) ao efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 43 milhões); (b) ao efeito negativo da marcação a mercado – Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 33 milhões); parcialmente compensados pela (c) redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 59 milhões);
 - (iii) Redução de 56,8% (R\$ 12 milhões) nos **juros capitalizados** (reduzidor de despesa);

Parcialmente compensado por:

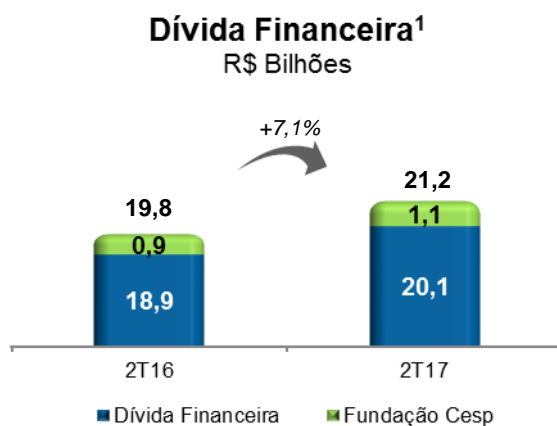
- (iv) Redução de 6,9% (R\$ 30 milhões) dos **encargos de dívida em moeda local**, devido principalmente à redução do CDI;
- (v) Redução de 94,5% (R\$ 4 milhões) nas **despesas financeiras de UBP**;
- (vi) Redução de 20,8% (R\$ 3 milhões) na **atualização do passivo financeiro setorial**;
- (vii) Redução de 9,9% (R\$ 3 milhões) em **outras despesas financeiras**.

4.9) Lucro Líquido

No 2T17, o **lucro líquido** foi de R\$ 123 milhões, registrando uma redução de 48,7%.

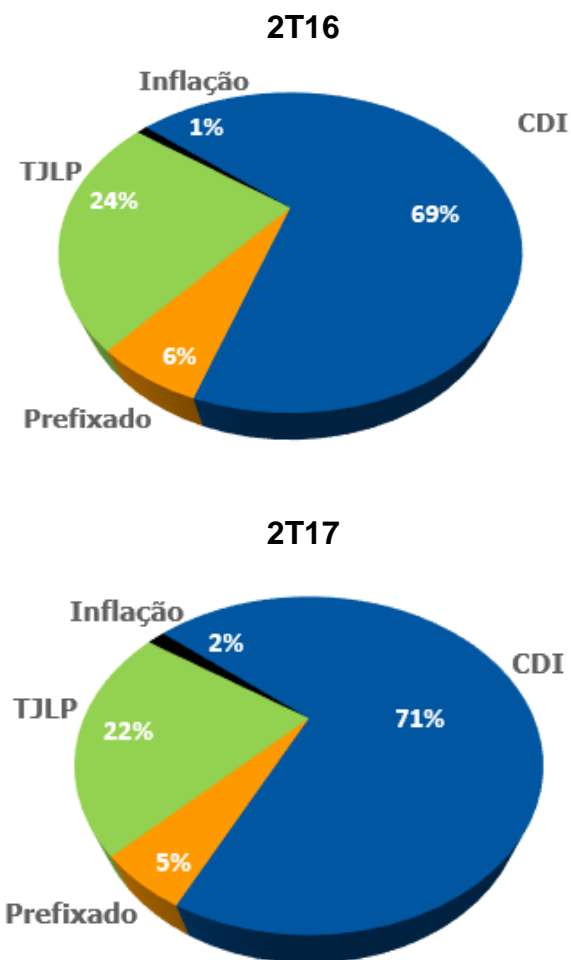
5) ENDIVIDAMENTO

5.1) Dívida (IFRS)



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

Indexação Pós-*Hedge*¹ – 2T16 vs. 2T17



1) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (23% do total no 2T17), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI.

Dívida Líquida em IFRS

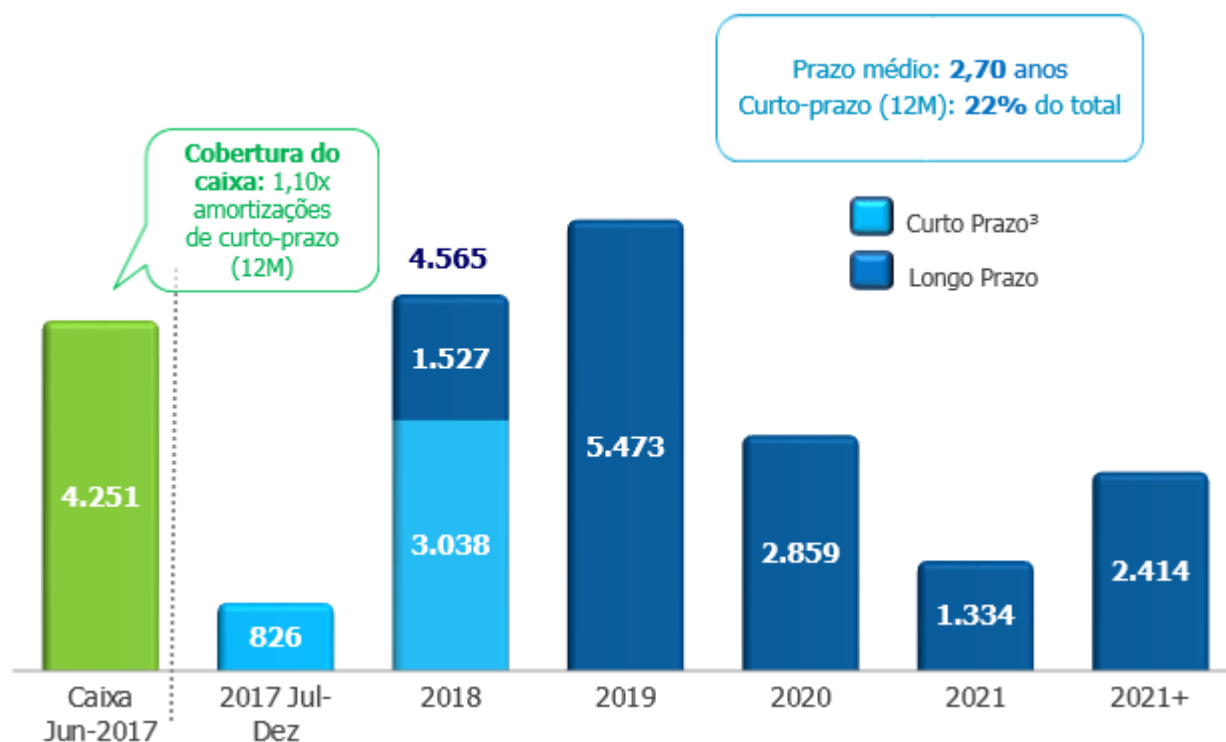
R\$ Milhões	2T17	2T16	Var. %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	(20.121)	(18.920)	6,3%
(+) Disponibilidades	4.316	5.465	-21,0%
(=) Dívida Líquida	(15.805)	(13.455)	17,5%

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 (Jun/17)¹

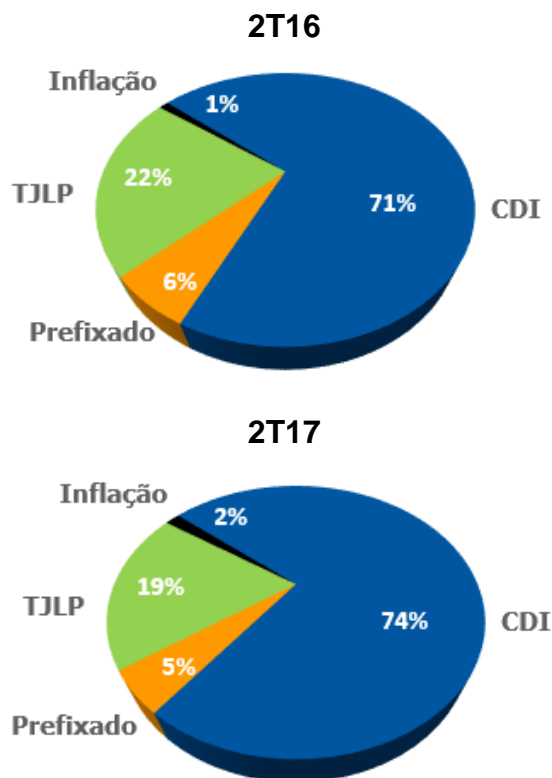


- 1) Considera apenas o principal da dívida de R\$ 17.471. Para se chegar ao valor da dívida no critério Covenant de R\$ 17.864 milhões, faz-se a exclusão dos encargos de R\$ 477 milhões do período e inclusão de outros ajustes no montante de R\$ 84 milhões.
- 2) Curto Prazo (Jul/17 – Jun/18) = R\$ 3.864 milhões.

A posição de caixa ao final do 2T17 possuía índice de cobertura de **1,10x** das amortizações dos próximos 12 meses, sendo suficiente para honrar todos os compromissos de amortização até o final do 1S18. O prazo médio de amortização, calculado a partir desse cronograma, é de **2,70** anos.

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

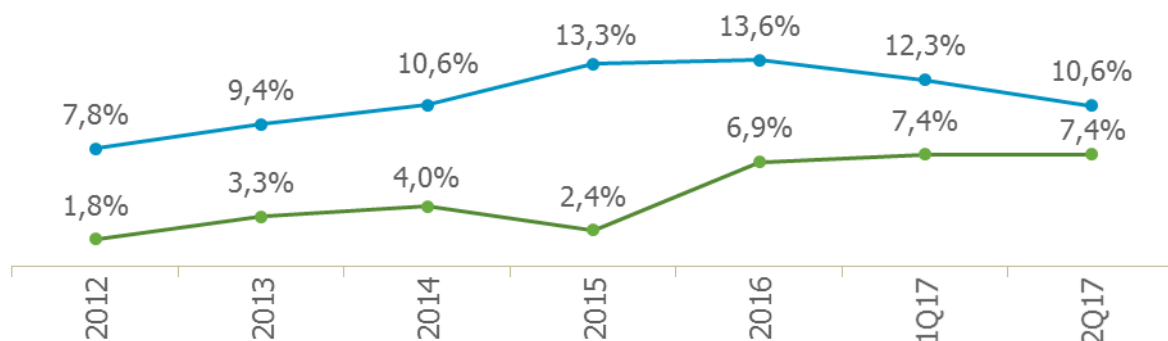
Indexação¹ Pós-*Hedge*² no Critério dos *Covenants* Financeiros – 2T16 vs. 2T17



1) Considerando a consolidação proporcional da CPFL Renováveis, CERAN, BAESA, ENERCAN, Foz do Chapecó e EPASA;

2) Para as dívidas atreladas à moeda estrangeira (23% do total), são contratadas operações de *swap*, que convertem a indexação para CDI. As dívidas atreladas à CDI passaram de 71% para 74% devido principalmente à captação de R\$ 620 milhões pela CPFL Energia (controladora) e de R\$ 400 milhões na CPFL Brasil através de emissão de debêntures no 4T16, além de emissões de debêntures efetuadas pelas controladas RGE, CPFL Piratininga e CPFL Renováveis (controladora) no montante total de R\$ 786 milhões que foram liberados no 1T17.

Custo da Dívida Bruta¹ no critério dos *Covenants* Financeiros²



- 1). Ajustado pela consolidação proporcional a partir de 2012; Dívida financeira (+) entidade de previdência privada (-) *hedge*.
 2). À 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 2T17, a Dívida Líquida *Pro forma* atingiu **R\$ 13.613 milhões**, um aumento de **16,8%** em relação à posição de dívida líquida no final do 2T16, que era de **R\$ 11.658 milhões**.

O aumento da Dívida Líquida no 2T17, deve-se principalmente à aquisição da RGE Sul, que passou a ser consolidada em novembro de 2016.

Critério Covenant - R\$ Milhões	2T17	2T16	Var.
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	(17.864)	(16.962)	5,3%
(+) Disponibilidades	4.251	5.304	-19,9%
(=) Dívida Líquida	(13.613)	(11.658)	16,8%
EBITDA <i>Proforma</i> ²	4.151	3.764	10,3%
Dívida Líquida / EBITDA	3,28x	3,10x	-0,20x

- 1) Considera consolidação proporcional da CPFL Renováveis, Ceran, Baesa, Enercan, Foz do Chapecó e Epasa.
 2) EBITDA gerencial no critério de apuração dos *covenants*: 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 de *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 ajustado os efeitos do EBITDA histórico de projetos recém-adquiridos. Considerando-se que a dívida líquida ajustada totalizou **R\$ 13.613 milhões** e o EBITDA ajustado dos últimos 12 meses atingiu **R\$ 4.151 milhões**, a relação Dívida Líquida ajustada / EBITDA ajustado ao final do 2T17 alcançou **3,28x**.

6) INVESTIMENTOS

6.1) Investimentos realizados

Segmento	Investimentos (R\$ Milhões)					
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Distribuição	440	221	99,1%	788	429	83,5%
Geração - Convencional	1	1	41,1%	2	4	-54,4%
Geração - Renováveis	238	260	-8,2%	521	487	7,0%
Comercialização	1	1	25,6%	2	2	-24,6%
Serviços e Outros ¹	14	21	-32,0%	27	28	-3,8%
Subtotal	696	504	38,1%	1.339	950	41,0%
Transmissão	2	6	-60,7%	40	9	331,7%
Total	698	510	36,9%	1.379	959	43,8%
Obrigações Especiais	58	66	-13,4%	121	110	10,5%

Nota:

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

No 2T17, foram realizados investimentos de R\$ 696 milhões, o que representa um aumento de 38,1% em relação ao 2T16. Complementarmente, houve um investimento de R\$ 2 milhões no trimestre relacionado à construção de linhas de transmissão da CPFL Transmissão Morro Agudo que, de acordo com o IFRIC 12, está registrado como “Ativos Financeiros de Concessão” (ativo não circulante). A CPFL Energia contabilizou também R\$ 58 milhões em Obrigações Especiais no trimestre, entre outros itens financiados pelo consumidor.

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:

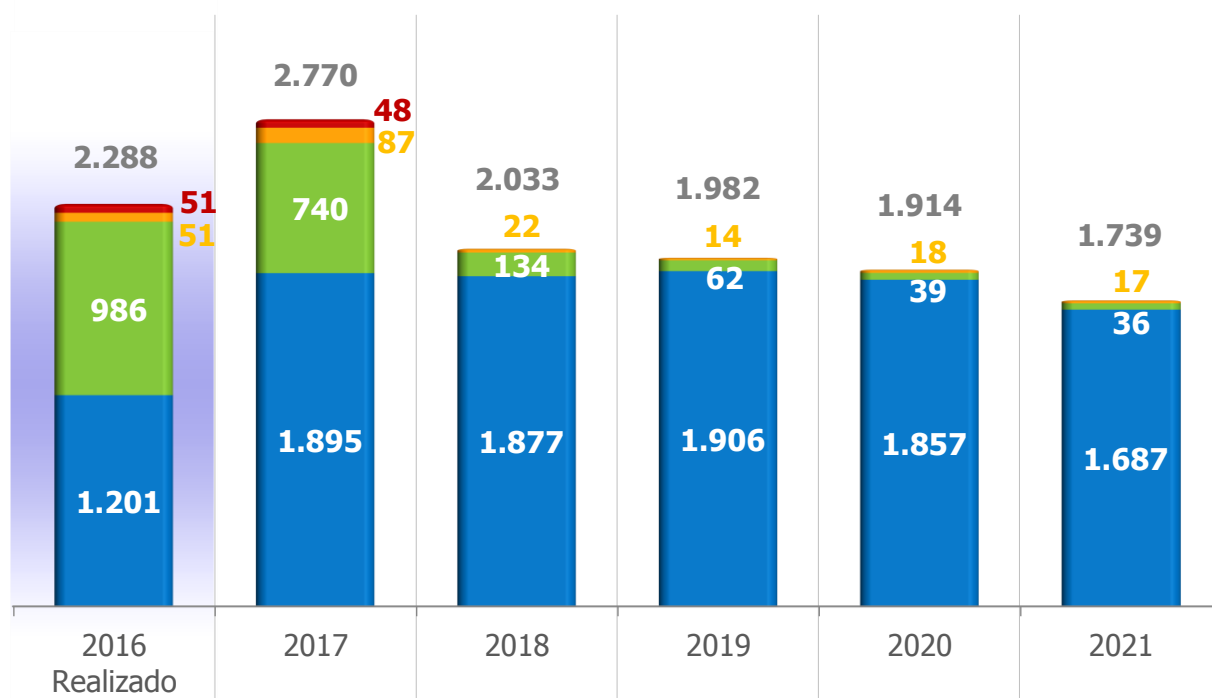
- a. Complexo Eólico Pedra Cheirosa;
- b. PCH Boa Vista II.

6.2) Investimentos projetados

Em 28 de abril de 2017, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para o Orçamento Anual de 2017 e Projeções Plurianuais 2018/2021 da Companhia, a qual foi previamente debatida com a Comissão de Orçamento e Finanças Corporativas. As projeções já incorporam os investimentos previstos para a RGE Sul.

Projeção de Investimentos (R\$ milhões)¹

Total: R\$ 10.438 milhões
 Distribuição²: R\$ 9.222 milhões
 Geração³: R\$ 1.011 milhões
 Comercialização & Serviços: R\$ 157 milhões
 Transmissão: R\$ 48 milhões



Notas:

1) Moeda constante;

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

3) Convencional + Renováveis.

7) MERCADO DE CAPITAIS

7.1) Desempenho das Ações

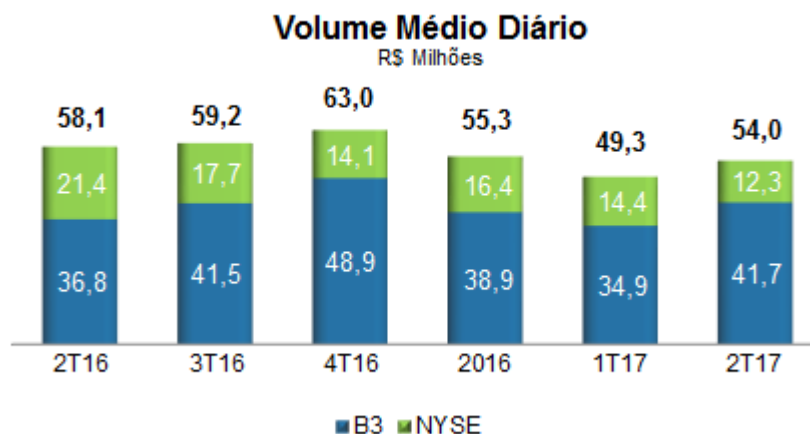
A CPFL Energia tem suas ações negociadas na B3 (Novo Mercado) e na New York Stock Exchange (NYSE) (ADR Nível III), segmentos com os mais elevados níveis de governança corporativa.

B3				NYSE			
Data	CPFE3	IEE	IBOV	Data	CPL	DJBr20	Dow Jones
30/06/2016	R\$ 20,59	30.786	51.526	30/06/2016	\$ 12,86	15.996	17.930
31/03/2017	R\$ 25,77	39.971	64.984	31/03/2017	\$ 16,39	21.073	20.663
30/06/2017	R\$ 26,69	39.543	63.832	30/06/2017	\$ 16,35	19.840	21.409
Var. Tri	3,6%	-1,1%	-1,8%	Var. Tri	-0,2%	-5,9%	3,6%
Var. 12M	29,6%	28,4%	23,9%	Var. 12M	27,1%	24,0%	19,4%

Em 30 de junho de 2017, as ações da CPFL Energia fecharam em R\$ 26,69 por ação na B3 e US\$ 16,35 por ADR na NYSE, o que representou uma variação no trimestre de 3,6% e -0,2%, respectivamente. Nos últimos 12 meses, a valorização da ação foi de 29,6% na B3 e do ADR de 27,1% na NYSE.

7.2) Volume Médio Diário

O volume médio diário de negociação no 2T17 foi de R\$ 54,0 milhões, sendo R\$ 41,7 milhões na B3 e R\$ 12,3 milhões na NYSE, representando uma redução de 7,0% em relação ao 2T16. O número de negócios realizados na B3, por sua vez, reduziu 55,1%, passando de uma média diária de 8.194 negócios, no 2T16, para 3.678 negócios, no 2T17.



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

8) 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 2016, a CPFL completou 12 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.

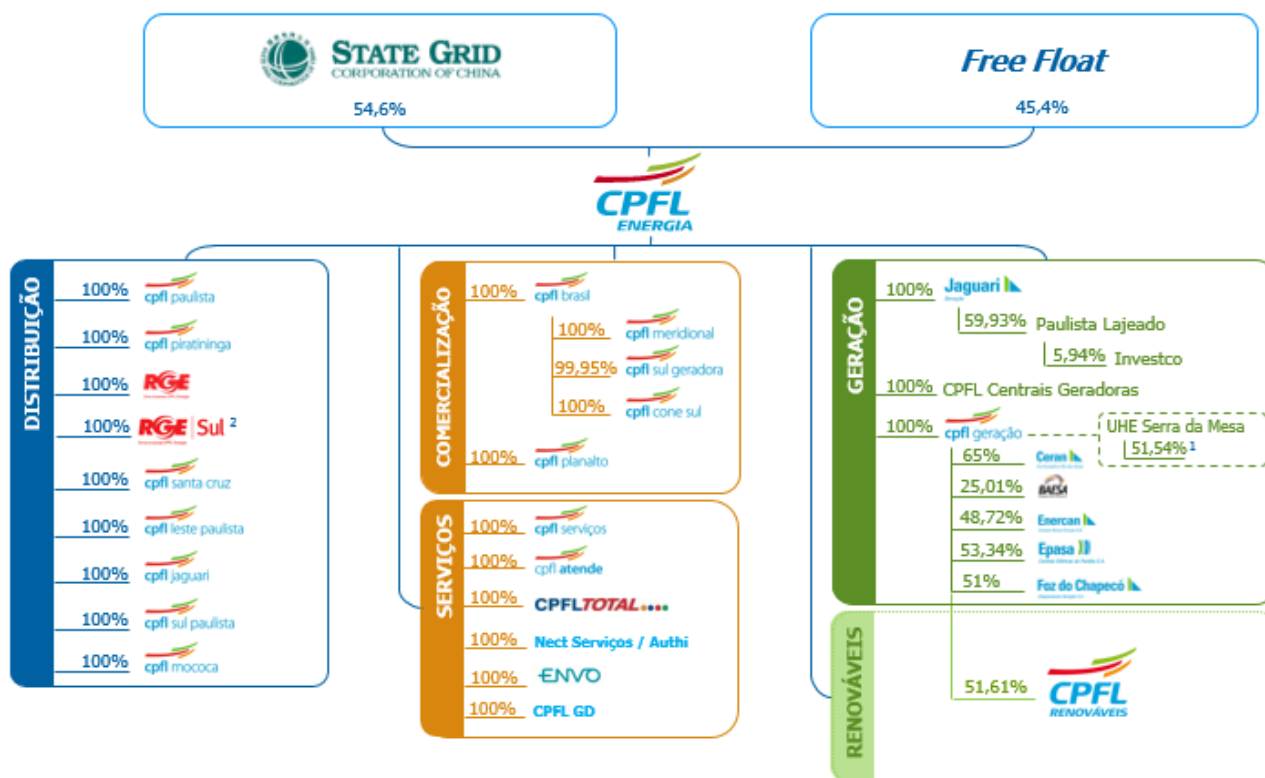
A Diretoria Executiva é composta por 1 Diretor Presidente, 1 Diretor Presidente Adjunto e 6 Diretores Vice-presidentes, todos com mandato de 2 anos, com possibilidade de reeleição, cuja responsabilidade é a execução da estratégia da CPFL Energia e de suas sociedades controladas, que são definidas pelo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

9) 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: 30/06/2017

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) CPFL Energia detém participação na RGE Sul por meio da CPFL Jaguariúna.

9.1) Transação State Grid

Dando sequência aos fatos relevantes divulgados nos dias 02, 22, 23 e 28 de setembro de 2016, 23 de novembro de 2016 e 13 de dezembro de 2016, 16 e 23 de fevereiro e 13 de junho de 2017, a CPFL Energia divulgou em 07 de julho 2017, por meio de Fato Relevante, que, naquela data, recebeu uma correspondência da State Grid Brazil Power Participações S.A. (“State Grid Brazil”) informando sobre a decisão de prosseguir apenas com as OPAs por alienação de controle.

Em 12 de junho de 2017, a CVM solicitou por meio dos Ofícios 152 e 153/2017/CVM/SRE/GER-1 (“Ofícios CVM”) que a State Grid protocolasse na CVM os laudos de avaliação relacionados às Ofertas Públicas de Aquisição de Ações – OPAs para Cancelamento de Registro e para Saída do Novo Mercado de cada Companhia, ou, alternativamente, protocolasse na CVM a documentação ajustada das ofertas prevendo apenas as OPAs por alienação direta de controle da CPFL Energia e por alienação indireta de controle da CPFL Renováveis.

Em resposta aos Ofícios, a State Grid informou em 07 de junho de 2017, que decidiu seguir somente com as OPAs por alienação de controle das Companhias, requeridas, com relação à cada uma das Companhias, por força do artigo 254-A da Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976, artigo 29 da Instrução CVM 361, de 05 de março de 2002, do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3” e “Novo Mercado”) e dos Estatutos Sociais das Companhias.

Conforme também solicitado pelos Ofícios CVM, os documentos referentes às OPAs de cada uma das Companhias foram devidamente ajustados de modo refletir a decisão informada, sendo apresentados à Comissão de Valores Mobiliários em 12 de julho de 2017.

10) DESEMPENHO DOS SEGMENTOS DE NEGÓCIO

10.1) Segmento de Distribuição

10.1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Distribuição (R\$ Milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receita Operacional Bruta	7.798	6.213	25,5%	15.333	12.898	18,9%
Receita Operacional Líquida	4.741	3.568	32,9%	9.203	7.095	29,7%
Custo com Energia Elétrica	(3.158)	(2.325)	35,8%	(5.968)	(4.551)	31,1%
Custos e Despesas Operacionais	(1.322)	(932)	41,8%	(2.537)	(1.781)	42,4%
Resultado do Serviço	261	310	-15,7%	699	762	-8,3%
EBITDA⁽¹⁾	452	451	0,3%	1.078	1.042	3,5%
Resultado Financeiro	(166)	(65)	154,3%	(347)	(156)	122,4%
Lucro Antes da Tributação	96	245	-60,9%	351	606	-42,0%
Lucro Líquido	43	154	-71,8%	193	376	-48,5%

Notas:

- (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12;
- (2) As tabelas de desempenho econômico-financeiro por distribuidora estão anexas a este relatório, no item 11.12.

10.1.1.1) 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.

10.1.1.2) Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

No 2T17, foi contabilizado um total de **ativos financeiros setoriais** no montante de R\$ 369 milhões, uma variação de R\$ 831 milhões na comparação com o 2T16, quando foram contabilizados R\$ 462 milhões em **passivos financeiros setoriais**.

Em 30 de junho de 2017, o saldo destes ativos e passivos financeiros setoriais era negativo em R\$ 1.254 milhões, comparado a um saldo negativo de R\$ 1.525 milhões em 31 de março de 2017 e a um saldo positivo de R\$ 130 milhões em 30 de junho 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.

10.1.1.3) Receita Operacional

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

Receita Operacional (R\$ Milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receita Operacional Bruta						
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	6.008	6.069	-1,0%	12.967	12.726	1,9%
Energia Elétrica de Curto Prazo	537	(41)	-	749	100	649,7%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	459	269	70,8%	837	483	73,3%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	369	(462)	-	(196)	(1.194)	-83,6%
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	314	242	29,8%	738	495	49,1%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	32	65	-49,9%	81	152	-46,5%
Outras Receitas e Rendas	79	72	9,5%	157	136	15,1%
Total	7.798	6.213	25,5%	15.333	12.898	18,9%
Deduções da Receita Operacional Bruta						
ICMS	(1.265)	(1.176)	7,5%	(2.711)	(2.487)	9,0%
PIS e COFINS	(673)	(543)	24,0%	(1.344)	(1.139)	18,0%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(784)	(835)	-6,1%	(1.614)	(1.677)	-3,8%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(42)	(32)	31,2%	(83)	(65)	28,1%
PROINFA	(43)	(29)	50,2%	(87)	(49)	77,4%
Bandeiras Tarifárias e Outros	(244)	(26)	835,5%	(281)	(377)	-25,5%
Outros	(5)	(4)	18,4%	(11)	(9)	17,9%
Total	(3.057)	(2.645)	15,6%	(6.130)	(5.804)	5,6%
Receita Operacional Líquida	4.741	3.568	32,9%	9.203	7.095	29,7%

Receita Operacional (sem RGE Sul) (R\$ Milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receita Operacional Bruta						
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	5.082	6.069	-16,3%	10.799	12.726	-15,1%
Energia Elétrica de Curto Prazo	426	(41)	-	626	100	526,9%
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	355	269	32,1%	649	483	34,3%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	347	(462)	-	(102)	(1.194)	-91,5%
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	243	242	0,6%	564	495	14,0%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	30	65	-54,2%	70	152	-53,7%
Outras Receitas e Rendas	73	72	1,0%	133	136	-2,4%
Total	6.555	6.213	5,5%	12.740	12.898	-1,2%
Deduções da Receita Operacional Bruta						
ICMS	(1.025)	(1.176)	-12,8%	(2.157)	(2.487)	-13,3%
PIS e COFINS	(573)	(543)	5,6%	(1.116)	(1.139)	-2,0%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(674)	(835)	-19,3%	(1.386)	(1.677)	-17,4%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(36)	(32)	11,7%	(70)	(65)	7,9%
PROINFA	(38)	(29)	33,0%	(77)	(49)	57,7%
Bandeiras Tarifárias e Outros	(211)	(26)	705,9%	(242)	(377)	-35,8%
Outros	(3)	(4)	-24,7%	(9)	(9)	-3,8%
Total	(2.560)	(2.645)	-3,2%	(5.057)	(5.804)	-12,9%
Receita Operacional Líquida	3.995	3.568	12,0%	7.684	7.095	8,3%

No 2T17, a receita operacional bruta atingiu R\$ 7.798 milhões, um aumento de 25,5% (R\$ 1.585 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aquisição da RGE Sul (R\$ 1.242 milhões);
- Variação de R\$ 809 milhões nos Ativos/Passivos Financeiros Setoriais, passando de um passivo financeiro setorial de R\$ 462 milhões no 2T16 para um ativo financeiro setorial de R\$ 347 milhões no 2T17;
- Variação de R\$ 467 milhões em Energia Elétrica de Curto Prazo, passando de uma despesa de R\$ 41 milhões no 2T16 para uma receita de R\$ 426 milhões no 2T17;

- Aumento de 32,1% (R\$ 86 milhões) na Receita de Construção de Infraestrutura de Concessão;
- Aumento de 0,6% (R\$ 2 milhões) 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;
- Aumento de 1,0% (R\$ 1 milhão) em Outras Receitas e Rendas;

Parcialmente compensada por:

- Redução de 16,3% (R\$ 987 milhões) na receita com venda de energia (cativo + clientes livres), em decorrência: (i) do reajuste tarifário médio negativo das distribuidoras no período entre 2T16 e 2T17 (destaque para as reduções médias de 7,51% na RGE em junho de 2016, de 24,21% na CPFL Piratininga em outubro de 2016 e de 10,50% na CPFL Paulista em abril de 2017); e (ii) da estabilidade no volume de vendas na área de concessão (variação de +0,5%), desconsiderando os volumes da RGE Sul; parcialmente compensados pela (iii) adoção da bandeira vermelha nos meses de abril e maio de 2017, comparada à aplicação da bandeira verde no mesmo período de 2016 (a bandeira verde foi adotada no mês de junho de 2016 e 2017);
- Redução de 54,2% (R\$ 35 milhões) na atualização do Ativo Financeiro da Concessão, devido à: (i) queda no índice de inflação (IPCA de 0,22% no 2T17 e de 1,75% no 2T16), e (ii) redução do ativo financeiro da concessão observada nas distribuidoras que passaram pelo processo de renovação da concessão no final de 2015 (CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa)².

As deduções da receita operacional bruta foram de R\$ 3.057 milhões no 2T17, representando um aumento de 15,6% (R\$ 412 milhões), devido aos seguintes fatores:

- Aquisição da RGE Sul (R\$ 496 milhões);
- Aumento de 705,9% na contabilização das bandeiras tarifárias homologadas pela CCEE (R\$ 184 milhões);
- Aumento de 5,6% no PIS e Cofins (R\$ 30 milhões);
- Aumento de 33,0% no PROINFA (R\$ 9 milhões);
- Aumento de 11,7% no Programa de P&D e Eficiência Energética (R\$ 4 milhões);

Parcialmente compensados pelos seguintes fatores:

- Redução de 19,3% na CDE (R\$ 161 milhões), 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 12,8% no ICMS (R\$ 150 milhões);
- Redução de 24,7% em outras deduções da receita operacional bruta (R\$ 1 milhão).

A receita operacional líquida atingiu R\$ 4.741 milhões no 2T17, representando um aumento de 32,9% (R\$ 1.173 milhões).

² Para o cálculo da bifurcação entre *ativo intangível* e *ativo financeiro da concessão*, utiliza-se a vida útil dos ativos. A parcela da vida útil que ocorrerá até o final da concessão é classificada como *ativo intangível* e o valor residual é classificado como *ativo financeiro da concessão*, referindo-se à indenização que a distribuidora receberá quando os ativos forem revertidos ao Poder Concedente.

10.1.1.4) 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)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	610	504	21,0%	1.168	1.051	11,2%
Energia de Curto Prazo / PROINFA	76	74	3,5%	154	77	99,7%
Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado e Contratos Bilaterais	2.578	1.621	59,1%	4.842	3.144	54,0%
Crédito de PIS e COFINS	(301)	(203)	48,2%	(568)	(395)	43,8%
Total	2.963	1.995	48,5%	5.596	3.877	44,3%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	228	185	23,4%	456	369	23,4%
Encargos de Transporte de Itaipu	16	13	21,1%	31	25	20,2%
Encargos de Conexão	27	17	55,7%	54	33	64,8%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	8	34,4%	21	17	24,5%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	(66)	70	-	(149)	197	-
Encargos de Energia de Reserva - EER	-	71	-	-	101	-
Crédito de PIS e COFINS	(21)	(34)	-37,9%	(40)	(69)	-41,6%
Total	195	331	-41,0%	372	674	-44,8%
Custo com Energia Elétrica	3.158	2.325	35,8%	5.968	4.551	31,1%

Custo com Energia Elétrica (sem RGE Sul) (R\$ Milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Energia Comprada para Revenda						
Energia de Itaipu Binacional	509	504	1,0%	973	1.051	-7,4%
Energia de Curto Prazo / PROINFA	54	74	-26,5%	110	77	43,0%
Energia Adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado e Contratos Bilaterais	2.193	1.621	35,3%	4.113	3.144	30,8%
Crédito de PIS e COFINS	(255)	(203)	25,4%	(481)	(395)	21,6%
Total	2.501	1.995	25,4%	4.715	3.877	21,6%
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição						
Encargos da Rede Básica	186	185	0,7%	372	369	0,6%
Encargos de Transporte de Itaipu	13	13	0,8%	25	25	0,1%
Encargos de Conexão	18	17	2,6%	35	33	7,3%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	8	34,4%	21	17	24,5%
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	(58)	70	-	(130)	197	-
Encargos de Energia de Reserva - EER	-	71	-	-	101	-
Crédito de PIS e COFINS	(16)	(34)	-53,5%	(30)	(69)	-56,5%
Total	154	331	-53,5%	293	674	-56,5%
Custo com Energia Elétrica	2.655	2.325	14,2%	5.009	4.551	10,1%

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\$ 3.158 milhões no 2T17, representando um aumento de 35,8% (R\$ 832 milhões):

- O **custo da energia comprada** para revenda atingiu R\$ 2.963 milhões no 2T17, o que representa um aumento de 48,5% (R\$ 968 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 462 milhões);
 - (ii) Aumento de 35,3% (R\$ 572 milhões) no **custo com energia adquirida no ambiente regulado e contratos bilaterais**, devido ao aumento de 337,0% (31.202 GWh) na quantidade de energia comprada, parcialmente compensado pela redução de 69,0% no preço médio de compra (de R\$ 175,03/MWh no 2T16 para R\$ 54,20 MWh no 2T17);
 - (iii) Aumento de 1,0% (R\$ 5 milhões) no **custo com energia de Itaipu**, decorrente do aumento de 4,9% no preço médio de compra (de R\$ 199,16/MWh no 2T16 para R\$

208,98/MWh no 2T17), parcialmente compensado pela redução de 3,7% (94 GWh) na quantidade de energia comprada;

Parcialmente compensado por:

- (iv) Redução de R\$ 19 milhões no **custo com energia de curto prazo e Proinfa**, decorrente principalmente da redução do preço médio de compra do Proinfa (de R\$ 357,56/MWh no 2T16 para R\$ 230,24/MWh no 2T17), a despeito do maior PLD médio (de R\$ 62,22/MWh no 2T16 para R\$ 302,55/MWh no 2T17, no submercado Sudeste/Centro-Oeste, e de R\$ 60,15/MWh no 2T16 para R\$ 282,96/MWh no 2T17, no submercado Sul);
 - (v) Aumento de 25,4% (R\$ 52 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reductor de custo), gerados a partir da compra de energia.
- Os **encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição** atingiram R\$ 195 milhões no 2T17, o que representa uma redução de 41,0% (R\$ 136 milhões), devido aos seguintes fatores:
 - (i) Variação de R\$ 129 milhões nos **Encargos de Serviço de Sistema – ESS**, passando de uma despesa de R\$ 70 milhões no 2T16 para uma receita de R\$ 58 milhões no 2T17;
 - (ii) Variação de R\$ 71 milhões nos **Encargos de Energia de Reserva – EER**, uma vez que não houve registro desse encargo no 2T17 e houve um registro no valor de R\$ 71 milhões no 2T16;

Parcialmente compensados por:

- (iii) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 41 milhões);
- (iv) Redução de 53,5% (R\$ 18 milhões) no **crédito de PIS e Cofins** (reductor de custo), gerados a partir dos encargos;
- (v) Aumento de 34,4% (R\$ 3 milhões) nos **encargos de uso do sistema de distribuição**;
- (vi) Aumento de R\$ 2 milhões nos **encargos de rede básica, transporte de Itaipu e conexão**.

10.1.1.5) 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\$ 1.322 milhões no 2T17, comparado a R\$ 932 milhões no 2T16, um aumento de 41,8% (R\$ 390 milhões), decorrente dos seguintes fatores:

PMSO

O **PMSO** atingiu R\$ 645 milhões no 2T17, um aumento de 26,6% (R\$ 135 milhões), comparado a R\$ 509 milhões no 2T16. Desconsiderando-se a aquisição da RGE Sul, o PMSO teria alta de 4,8% (R\$ 24 milhões).

PMSO Reportado (R\$ milhões)								
	2T17	2T16	Variação		1S17	1S16	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO Reportado								
Pessoal	(230)	(175)	(55)	31,1%	(454)	(341)	(113)	33,0%
Material	(42)	(29)	(13)	43,3%	(81)	(58)	(23)	40,2%
Serviços de Terceiros	(212)	(160)	(53)	33,0%	(407)	(304)	(103)	33,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(161)	(145)	(16)	10,7%	(323)	(290)	(34)	11,6%
<i>PDD</i>	(39)	(49)	10	-19,8%	(86)	(94)	8	-8,6%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(55)	(47)	(8)	17,1%	(101)	(98)	(3)	3,4%
<i>Outros</i>	(67)	(49)	(17)	34,7%	(136)	(98)	(38)	39,1%
Total PMSO Reportado	(645)	(509)	(135)	26,6%	(1.264)	(992)	(272)	27,4%
PMSO RGE Sul								
Pessoal	(40)				(81)			
Material	(7)				(16)			
Serviços de Terceiros	(31)				(62)			
Outros Custos/Despesas Operacionais	(33)				(56)			
<i>PDD</i>	(6)				(15)			
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(14)				(23)			
<i>Outros</i>	(12)				(18)			
Total PMSO RGE Sul	(111)				(216)			
PMSO (-) RGE Sul								
Pessoal	(190)	(175)	(15)	8,5%	(372)	(341)	(31)	9,2%
Material	(35)	(29)	(6)	19,1%	(65)	(58)	(7)	12,8%
Serviços de Terceiros	(181)	(160)	(21)	13,5%	(344)	(304)	(41)	13,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(128)	(145)	18	-12,1%	(267)	(290)	23	-7,9%
<i>PDD</i>	(33)	(49)	16	-33,1%	(72)	(94)	23	-24,0%
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	(41)	(47)	6	-13,1%	(77)	(98)	20	-20,6%
<i>Outros</i>	(54)	(49)	(5)	9,7%	(118)	(98)	(20)	20,4%
Total PMSO (-) RGE Sul	(533)	(509)	(24)	4,8%	(1.048)	(992)	(57)	5,7%

Pessoal - aumento de 31,1% (R\$ 55 milhões), devido principalmente à aquisição da RGE Sul (R\$ 40 milhões), aos efeitos do acordo coletivo de trabalho (R\$ 14 milhões) e outros (R\$ 1 milhão);

Material - aumento de 43,3% (R\$ 13 milhões), devido principalmente à aquisição da RGE Sul (R\$ 7 milhões), à reposição de materiais para manutenção de linhas e redes (R\$ 4 milhões) e outros (R\$ 2 milhões);

Serviços de terceiros - aumento de 33,0% (R\$ 53 milhões), devido principalmente aos seguintes itens: aquisição da RGE Sul (R\$ 31 milhões), serviços terceirizados (R\$ 5 milhões), manutenção de *hardware/software* (R\$ 4 milhões), poda de árvores (R\$ 3 milhões), serviço de manutenção de linhas, redes e subestações (R\$ 2 milhões), leitura de medidores e uso (R\$ 2 milhões), ações de cobrança (R\$ 2 milhões) e *Call Center* (R\$ 1 milhão);

Outros custos/despesas operacionais - aumento de 10,7% (R\$ 16 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores: aquisição da RGE Sul (R\$ 33 milhões) e outras despesas (R\$ 5 milhões). Tais efeitos foram parcialmente compensados pela redução na provisão para créditos

de liquidação duvidosa (R\$ 16 milhões) e nas despesas legais e judiciais (R\$ 6 milhões).

Demais custos e despesas operacionais

Os demais custos e despesas operacionais atingiram R\$ 677 milhões no 2T17, comparado a R\$ 423 milhões no 2T16, registrando um aumento de 60,2% (R\$ 255 milhões), com as variações abaixo:

- (i) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 151 milhões);
- (ii) Aumento de 32,1% (R\$ 86 milhões) no **custo com construção da infraestrutura da concessão**. Esse item, que atingiu R\$ 355 milhões no 2T17, não afeta o resultado, pois tem sua contrapartida na “receita operacional”;
- (iii) Aumento de 10,5% (R\$ 13 milhões) no item **Depreciação e Amortização**;
- (iv) Aumento de 87,6% (R\$ 12 milhões) no item **Entidade de Previdência Privada**, devido ao registro dos impactos do laudo atuarial de 2017;

Parcialmente compensados por:

- (v) Redução de 47,7% (R\$ 7 milhões) no item **Amortização do Ágio de Aquisição**.

10.1.1.6) EBITDA

O **EBITDA** totalizou R\$ 452 milhões no 2T17, registrando um aumento de 0,3% (R\$ 2 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Lucro Líquido	43	154	-71,8%	193	376	-48,5%
Depreciação e Amortização	191	141		380	280	
Resultado Financeiro	166	65		347	156	
IR/CS	53	92		158	230	
EBITDA	452	451	0,3%	1.078	1.042	3,5%

10.1.1.7) 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.

No 2T17, o resultado financeiro líquido registrou uma despesa financeira líquida de R\$ 166 milhões, um aumento de 154,3% (R\$ 100 milhões).

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	69	92	-24,4%	148	171	-13,6%
Acréscimos e Multas Moratórias	69	58	19,2%	141	114	23,7%
Atualização de Créditos Fiscais	1	11	-91,3%	2	12	-83,8%
Atualização de Depósitos Judiciais	13	8	50,9%	26	17	53,0%
Atualizações Monetárias e Cambiais	5	15	-70,1%	18	41	-56,0%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	3	5	-43,0%	6	12	-50,4%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	1	7	-85,2%	1	57	-98,0%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(10)	3	-	(20)	(15)	38,6%
Outros	13	14	-10,1%	20	25	-20,3%
Total	163	214	-23,7%	340	432	-21,3%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(169)	(167)	1,2%	(348)	(334)	4,4%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(120)	(95)	26,6%	(248)	(205)	21,3%
(-) Juros Capitalizados	4	3	37,0%	9	5	65,3%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(23)	(14)	60,3%	(50)	(16)	209,9%
Outros	(21)	(6)	252,4%	(50)	(39)	26,4%
Total	(329)	(279)	17,8%	(688)	(588)	16,8%
Resultado Financeiro	(166)	(65)	154,3%	(347)	(156)	122,4%

Resultado Financeiro (sem RGE Sul) (R\$ Milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	65	92	-29,4%	138	171	-19,3%
Acréscimos e Multas Moratórias	55	58	-5,1%	110	114	-3,6%
Atualização de Créditos Fiscais	1	11	-91,3%	2	12	-83,8%
Atualização de Depósitos Judiciais	12	8	42,0%	24	17	43,7%
Atualizações Monetárias e Cambiais	3	15	-79,2%	17	41	-58,0%
Deságio na Aquisição de Crédito de ICMS	3	5	-43,0%	6	12	-50,4%
Atualização do Ativo Financeiro Setorial	1	7	-85,2%	1	57	-98,0%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(10)	3	-	(20)	(15)	38,6%
Outros	9	14	-38,3%	16	25	-33,6%
Total	138	214	-35,3%	294	432	-32,0%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(134)	(167)	-19,8%	(271)	(334)	-18,7%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(119)	(95)	25,5%	(240)	(205)	17,4%
(-) Juros Capitalizados	4	3	9,8%	7	5	34,5%
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	(11)	(14)	-20,8%	(38)	(16)	130,8%
Outros	(14)	(6)	144,6%	(40)	(39)	0,7%
Total	(275)	(279)	-1,3%	(581)	(588)	-1,2%
Resultado Financeiro	(137)	(65)	110,4%	(287)	(156)	84,1%

Os itens que explicam essa variação são:

- Receita Financeira: redução de 23,7% (R\$ 51 milhões), passando de R\$ 214 milhões no 2T16 para R\$ 163 milhões no 2T17, devido principalmente aos seguintes fatores:
 - (i) Redução de 29,4% nas **rendas de aplicações financeiras** (R\$ 27 milhões), em virtude do menor no saldo médio de aplicações e da queda do CDI;
 - (ii) Variação de R\$ 13 milhões no **PIS e Cofins sobre receita financeira**, passando de uma receita de R\$ 3 milhões no 2T16 para uma despesa de R\$ 10 milhões no 2T17;
 - (iii) Redução de 79,2% em **atualizações monetárias e cambiais** (R\$ 12 milhões), devido à redução de R\$ 11 milhões nas receitas de multas, juros e atualização monetária relativas aos parcelamentos efetuados com consumidores e à redução de R\$ 1 milhão na

atualização do saldo dos subsídios tarifários, conforme determinação da Aneel;

- (iv) Redução de 91,3% na **atualização de créditos fiscais** (R\$ 10 milhões);
- (v) Redução de 85,2% na **atualização do ativo financeiro setorial** (R\$ 6 milhões);
- (vi) Redução de 38,3% em **outras receitas financeiras** (R\$ 5 milhões);
- (vii) Redução de 5,1% nos **acréscimos e multas moratórias** (R\$ 3 milhões);
- (viii) Redução de 43,0% no **deságio na aquisição de crédito de ICMS** (R\$ 2 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (ix) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 25 milhões);
- (x) Aumento de 42,0% na **atualização de depósitos judiciais** (R\$ 4 milhões).

- Despesa Financeira: aumento de 17,8% (R\$ 50 milhões), passando de R\$ 279 milhões no 2T16 para R\$ 329 milhões no 2T17, devido principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Aquisição da **RGE Sul** (R\$ 53 milhões);
- (ii) Aumento de 25,5% em **atualizações monetárias e cambiais** (R\$ 24 milhões), devido:
 - (a) ao efeito da variação cambial de Itaipu (R\$ 43 milhões);
 - (b) ao efeito negativo da marcação a mercado nas operações sob a Lei 4.131 – efeito não caixa (R\$ 32 milhões);
 - parcialmente compensados pela (c) redução dos encargos de dívida em moeda estrangeira, com swap para CDI (R\$ 51 milhões);
- (iii) Aumento de 144,6% em **outras despesas financeiras** (R\$ 9 milhões);

Parcialmente compensados por:

- (iv) Redução de 19,8% nos **encargos de dívidas em moeda local** (R\$ 33 milhões);
- (v) Redução de 20,8% em **atualização do passivo financeiro setorial** (R\$ 3 milhões).

10.1.1.8) Lucro Líquido

No 2T17, foi registrado um **Lucro Líquido** de R\$ 43 milhões, uma redução de 71,8% (R\$ 110 milhões) se comparado ao Lucro Líquido de R\$ 154 milhões observado no 2T16.

10.1.2) Eventos tarifários

Datas de referência

Datas dos Processos Tarifários	
Distribuidora	Data
CPFL Santa Cruz	22 de março*
CPFL Leste Paulista	22 de março*
CPFL Jaguari	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 Piratininga	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 nos últimos 12 meses

	CPFL Piratininga	CPFL Santa Cruz	CPFL Leste Paulista	CPFL Jaguari	CPFL Sul Paulista	CPFL Mococa
Resolução Homologatória	2.157	2.211	2.210	2.213	2.209	2.212
Reajuste	-12,54%	-1,28%	0,77%	2,05%	1,63%	1,65%
Parcela A	-7,02%	0,88%	1,26%	3,26%	0,44%	2,78%
Parcela B	1,67%	0,48%	1,92%	0,62%	0,53%	0,67%
Componentes Financeiros	-7,19%	-2,65%	-2,41%	-1,83%	0,66%	-1,80%
Efeito para o consumidor	-24,21%	-10,37%	-3,28%	-8,41%	-4,15%	-2,56%
Data de entrada em vigor	23/10/2016	22/03/2017	22/03/2017	22/03/2017	22/03/2017	22/03/2017

Reajustes tarifários anuais ocorridos em abril e junho de 2017

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

10.1.3) 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 ¹ DEC e FEC													
	DEC (horas)							FEC (nº vezes)						
	2013	2014	2015	2016	1T17	2T17	ANEEL ¹	2013	2014	2015	2016	1T17	2T17	ANEEL ¹
CPFL Paulista	7.14	6.93	7.76	7.62	7.33	7.23	7.50	4.73	4.88	4.89	5.00	4.89	4.94	6.53
CPFL Piratininga	7.44	6.98	7.24	6.97	8.82	7.45	6.93	4.58	4.19	4.31	3.80	4.28	4.56	6.04
RGE	17.35	18.77	15.98	14.44	14.43	13.88	12.15	9.04	9.14	8.33	7.56	7.82	7.57	9.10
RGE Sul	14.07	17.75	19.11	19.45	17.34	16.24	11.38	7.39	8.87	8.42	9.41	8.84	8.36	9.10
CPFL Santa Cruz	6.97	6.74	8.46	5.65	5.38	5.23	9.25	6.82	5.29	6.34	4.09	3.79	3.88	8.76
CPFL Jaguari	5.92	5.41	6.93	7.10	7.81	7.26	8.00	5.43	4.32	4.61	6.13	7.34	6.95	8.00
CPFL Mococa	4.86	6.88	7.04	10.56	10.30	9.73	10.19	4.93	7.31	5.92	6.63	6.33	6.04	8.79
CPFL Leste Paulista	7.58	8.48	7.92	8.01	8.19	8.44	9.79	6.33	6.30	5.67	5.73	5.69	6.45	8.49
CPFL Sul Paulista	9.08	9.69	11.51	15.20	12.62	11.11	10.45	6.71	7.03	9.47	11.76	9.98	9.50	8.72

1) Limite ANEEL 2017.

No 2T17, o DEC da CPFL Piratininga apresentou elevação em relação ao 2T16, devido a desligamentos pontuais de grande impacto principalmente no sistema de transmissão (linhas que não pertencem à CPFL Piratininga).

Por sua vez, o DEC da RGE Sul e da CPFL Sul Paulista registraram uma redução no 2T17 em relação ao 2T16, demonstrando a eficácia das manutenções e obras de melhorias realizadas, e também porque, no 2T17, temos condições climáticas mais favoráveis do que no 2T16, 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), 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 ¹	Perdas Técnicas					Perdas Não-Técnicas					Perdas Totais				
	3T16	4T16	1T17	2T17	ANEEL ²	3T16	4T16	1T17	2T17	ANEEL ²	3T16	4T16	1T17	2T17	ANEEL ²
CPFL Energia	6,24%	6,30%	6,32%	6,43%	6,39%	2,74%	2,99%	2,90%	2,53%	1,81%	8,98%	9,30%	9,22%	8,96%	8,20%
CPFL Paulista	6,10%	6,22%	6,16%	6,25%	6,32%	3,26%	3,36%	3,50%	3,19%	1,98%	9,36%	9,58%	9,66%	9,44%	8,30%
CPFL Piratininga	5,13%	5,14%	5,23%	5,41%	5,52%	1,92%	2,16%	2,28%	2,05%	1,45%	7,05%	7,30%	7,52%	7,45%	6,97%
RGE	7,37%	7,33%	7,38%	7,40%	7,28%	2,33%	2,66%	2,44%	1,65%	1,81%	9,70%	9,99%	9,82%	9,05%	9,09%
RGE Sul	6,79%	6,83%	7,00%	7,09%	6,75%	3,04%	3,85%	2,72%	2,62%	2,20%	9,84%	10,67%	9,72%	9,71%	8,95%
CPFL Santa Cruz	8,49%	8,65%	8,61%	9,15%	7,76%	1,31%	1,17%	1,38%	0,09%	0,51%	9,80%	9,82%	9,98%	9,24%	8,27%
CPFL Jaguari	3,46%	3,40%	3,35%	3,44%	4,28%	1,16%	1,23%	1,05%	0,16%	0,41%	4,62%	4,63%	4,40%	3,60%	4,69%
CPFL Mococa	7,74%	7,50%	7,33%	7,35%	8,17%	2,43%	2,80%	3,20%	3,07%	0,57%	10,17%	10,29%	10,52%	10,42%	8,74%
CPFL Leste Paulista	8,55%	8,39%	8,35%	8,36%	7,99%	3,26%	2,49%	2,22%	1,58%	0,82%	11,81%	10,88%	10,57%	9,94%	8,81%
CPFL Sul Paulista	8,14%	8,35%	8,48%	8,48%	5,94%	1,45%	1,74%	1,74%	1,37%	0,22%	9,59%	10,08%	10,22%	9,85%	6,16%

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 CRTP e as demais distribuidoras se encontram no 4ºCRTP.

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia, já considerando a RGE Sul no histórico, foi de **8,96%** no 2T17, comparado a **9,10%** no 2T16, uma redução de **0,14 p.p.** Se desconsiderarmos a RGE Sul, o índice de perdas consolidado da CPFL Energia seria de **8,84%** no 2T17, comparado a **8,89%** no 2T16, uma redução de **0,05 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 ¹	Perdas Não-Técnicas sobre BT				
	3T16	4T16	1T17	2T17	ANEEL ²
CPFL Paulista	7,63%	7,91%	8,27%	7,53%	4,61%
CPFL Piratininga	5,45%	6,10%	6,45%	5,79%	3,90%
RGE	5,72%	6,56%	6,03%	4,06%	4,41%
RGE Sul	7,21%	9,23%	6,44%	6,20%	4,91%
CPFL Santa Cruz	2,58%	2,36%	2,78%	0,17%	0,98%
CPFL Jaguari	4,71%	4,93%	4,24%	0,63%	1,60%
CPFL Mococa	4,29%	4,94%	5,67%	5,47%	0,98%
CPFL Leste Paulista	5,85%	4,48%	4,02%	2,88%	1,46%
CPFL Sul Paulista	3,23%	3,76%	3,77%	2,95%	0,46%

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 CRTP e as demais distribuidoras já se encontram no 4ºCRTP.

10.2) Segmento de Comercialização e Serviços

10.2.1) Segmento de Comercialização

DRE Consolidado - Comercialização (R\$ Milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receita Operacional Líquida	763	486	57,2%	1.384	917	50,9%
EBITDA⁽¹⁾	35	32	9,8%	75	48	55,5%
Lucro Líquido	18	20	-10,0%	35	34	3,6%

Nota:

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

Receita Operacional

No 2T17, a receita operacional líquida atingiu R\$ 763 milhões, representando um aumento de 57,2% (R\$ 278 milhões) em relação ao 2T16.

EBITDA

No 2T17, o EBITDA foi de R\$ 35 milhões, comparado a R\$ 32 milhões no 2T16, um aumento de 9,8% (R\$ 3 milhões). Ao comparar o 1S17 ao 2S16, observa-se um aumento de 55,5% de aumento do EBITDA.

Lucro Líquido

No 2T17, o lucro líquido foi de R\$ 18 milhões, comparado R\$ 20 milhões no 2T16, uma queda de 10,0% (R\$ 2 milhões).

10.2.2) Segmento de Serviços

DRE Consolidado - Serviços (R\$ Milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receita Operacional Líquida	120	94	26,7%	223	180	24,0%
EBITDA⁽¹⁾	22	19	16,5%	40	37	9,0%
Lucro Líquido	14	13	13,9%	25	23	8,7%

Nota:

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

Receita Operacional

No 2T17, a receita operacional líquida atingiu R\$ 120 milhões, representando um aumento de 26,7% (R\$ 26 milhões), em comparação ao 2T16.

EBITDA

No 2T17, o EBITDA foi de R\$ 22 milhões, comparado a R\$ 19 milhões no 2T16, um aumento de 16,5%.

Lucro Líquido

No 2T17, o lucro líquido foi de R\$ 14 milhões, comparado a R\$ 13 milhões no 2T16, um aumento de 13,9%.

10.3) Segmento de Geração Convencional

10.3.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE Consolidado - Geração Convencional (R\$ Milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receita Operacional Bruta	307	272	13,1%	590	533	10,7%
Receita Operacional Líquida	280	247	13,4%	537	484	11,0%
Custo com Energia Elétrica	(28)	(21)	32,1%	(50)	(47)	6,7%
Custos e Despesas Operacionais	(61)	(59)	3,5%	(117)	(116)	1,3%
Resultado do Serviço	191	166	14,5%	370	321	15,2%
EBITDA	305	249	22,3%	594	516	15,3%
Resultado Financeiro	(102)	(87)	18,2%	(202)	(170)	18,8%
Lucro Antes da Tributação	171	149	15,3%	330	283	16,7%
Lucro Líquido	142	121	17,4%	274	231	18,7%

Nota:

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

10.3.1.1) Receita Operacional

No 2T17, a **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 307 milhões, um aumento de 13,1% (R\$ 36 milhões) em relação ao 2T16.

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

- Aumento de 5,4% da receita de suprimento de energia proveniente da UHE Serra da Mesa (R\$ 6,6 milhões) justificado pelos incrementos de receita de suprimento de Furnas;
- Aumento no suprimento para CPFL Paulista e CPFL Piratininga da energia oriunda da UHE Barra Grande (R\$ 3,3 milhões);
- Aumento da receita das usinas da CPFL Centrais Geradoras (R\$ 0,9 milhão);
- Aumento de receita proveniente da UHE Paulista Lajeado (R\$ 4,7 milhões);
- Aumento da receita proveniente das usinas do Complexo do Rio das Antas (Ceran) (R\$ 10,5 milhões), devido ao aumento no volume de energia vendida, aliada ao reajuste de contratos.
- Outras receitas, provenientes do acordo de ressarcimento GSF (R\$ 9,5 milhões).

A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 280 milhões, registrando uma elevação de 13,4% (R\$ 33 milhões).

10.3.1.2) Custo com Energia Elétrica

No 2T17, o custo com energia elétrica foi de R\$ 28 milhões, um aumento de 32,1% (R\$ 7 milhões), devido principalmente aos seguintes fatores:

- Aumento de 39,3% no custo com Energia Comprada para Revenda (R\$ 6 milhões), devido

principalmente aos seguintes fatores:

- (i) Aumento de R\$ 6 milhões no custo com energia para as usinas do Complexo do Ceran, basicamente em função de aumento no volume de energia comprada em 46,8%;
 - (ii) Na CPFL Geração, aumento do custo com energia (R\$ 0,9 milhão) devido ao aumento no preço médio de compra da energia oriunda da Baesa.
- Aumento de 13,0% no custo com Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição (R\$ 0,8 milhão).

10.3.1.3) Custos e Despesas Operacionais

No 2T17, os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 61 milhões, comparados a R\$ 59 milhões no 2T16, um aumento de 3,5% (R\$ 2 milhões), devido às variações em:

- (i) PMSO, item que atingiu R\$ 29,9 milhões no 2T17, comparado a R\$ 27,6 milhões no 2T16, registrando uma redução de 8,7% (R\$ 2,4 milhões). A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

PMSO (R\$ milhões)						
	2T17	2T16	Variação	2S17	2S16	Variação
			%			%
PMSO						
Pessoal	(9,8)	(10,2)	-3,7%	(19,9)	(19,2)	3,6%
Material	(0,7)	(0,6)	17,4%	(1,3)	(1,5)	-13,1%
Serviços de Terceiros	(9,4)	(5,6)	68,5%	(14,9)	(10,2)	45,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(10,1)	(11,2)	-10,3%	(18,6)	(22,1)	-15,7%
Prêmio do Risco do GSF	(1,8)	(1,3)	41,0%	(3,6)	(1,3)	-
Outros	(8,2)	(9,9)	-16,9%	(15,0)	(20,8)	-27,9%
Total PMSO	(29,9)	(27,6)	8,7%	(54,7)	(53,0)	3,2%

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- i. Aumento de 68,5% em Serviços de Terceiros (R\$ 3,8 milhões), principalmente pela baixa de desenvolvimento de projetos de Usinas (R\$ 3,5 milhões)
 - ii. Redução de 10,3% em Outros Custos/Despesas Operacionais (R\$ 1,2 milhão).
- (ii) Redução de 1,7% em Depreciação e Amortização (R\$ 0,5 milhão)..

10.3.1.4) Equivalência Patrimonial

Equivalência Patrimonial (R\$ Milhões)								
	2T17	2T16	Var. R\$	Var. %	2S17	2S16	Var. R\$	Var. %
Projetos								
UHE Barra Grande	2	1	1	132,2%	4	8	(5)	-55,6%
UHE Campos Novos	28	30	(2)	-6,5%	62	53	9	17,8%
UHE Foz do Chapecó	35	20	15	75,7%	60	38	22	57,3%
UTE Epasa	18	18	0	0,6%	37	33	4	11,6%
Total	83	69	14	20,9%	163	132	31	23,1%

No 2T17, a Equivalência Patrimonial foi de R\$ 83 milhões, comparado a R\$ 69 milhões no 2T16, um aumento de 20,9% (R\$ 14 milhões).

UHE Barra Grande (R\$ 1,3 milhão):

- Aumento de 18% na Receita Líquida (R\$ 2,5 milhões);
- Aumento de 10,4% nos Custos e Despesas Operacionais (R\$ 0,8 milhão);
- Redução na Despesa Financeira Líquida (R\$ 0,3 milhão);
- Aumento da despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 0,7 milhão);
- Aumento de 132,2% no Lucro Líquido (R\$ 1,3 milhão).

UHE Foz do Chapecó (R\$ 14,9 milhões):

- Aumento de 9,9% na Receita Líquida (R\$ 9,3 milhões);
- Redução de 2,1% nos Custos e Despesas Operacionais (R\$ 0,4 milhão);
- Redução de 0,9% em Depreciação e Amortização (R\$ 0,1 milhão);
- Redução de 14,3% na Despesa Financeira Líquida (R\$ 1,8 milhão);
- Aumento de 78,9% na despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 7,9 milhões);
- Aumento de 75,7% no Lucro Líquido (R\$ 14,9 milhões).

UHE Campos Novos (- R\$ 2 milhões):

- Aumento de 4,3% na Receita Líquida (R\$ 3 milhões);
- Aumento de 62,9% nos Custos e Despesas Operacionais (R\$ 7 milhões);
- Redução de 3,0% (R\$ 0,1 milhão) em Depreciação e Amortização;
- Reversão de um Resultado Financeiro Líquido negativo no 2T16 de R\$ 1 milhão para Resultado Financeiro Líquido positivo de R\$ 2,3 milhões (variação de R\$ 3,2 milhões);
- Redução da despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 1,2 milhão);
- Redução de 6,7% no Lucro Líquido (R\$ 2 milhões).

UTE EPASA (R\$ 0,1 milhão):

- Redução de 10,1% na Receita Líquida (R\$ 7,2 milhões);
- Redução de 18,8% nos Custos e Despesas Operacionais (R\$ 8,2 milhões);
- Redução de 1,0% em Depreciação e Amortização;
- Aumento de 27,0% na Despesa Financeira Líquida;
- Aumento da despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 1,6 milhão);
- Manutenção do Lucro Líquido (aumento de R\$ 0,1 milhão).

10.3.1.5) EBITDA

No 2T17, o **EBITDA** foi de R\$ 305 milhões, comparado a R\$ 267 milhões no 2T16, um aumento de 14,3% (R\$ 38 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Lucro Líquido	142	121	17,4%	274	231	18,7%
Depreciação e Amortização	31	31		61	62	
Resultado Financeiro	102	87		202	170	
IR/CS	29	27		56	52	
EBITDA	305	267	14,3%	594	515	15,3%

10.3.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T17	2T16	Var.	2S17	2S16	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	20	17	21,5%	55	32	70,8%
Acréscimos e Multas Moratórias	0	-	0,0%	0	-	0,0%
Atualização de Créditos Fiscais	0	0	-	0	0	-
Atualizações Monetárias e Cambiais	(6)	32	-	11	60	-81,6%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(1)	(1)	5,5%	(3)	(2)	48,3%
Outros	0	3	-95,2%	0	4	-93,7%
Total	13	52	-74,1%	64	97	-33,8%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(97)	(120)	-19,0%	(212)	(233)	-9,1%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(17)	(10)	72,2%	(49)	(17)	180,7%
(-) Juros Capitalizados	-	-	-	-	-	-
Atualização do Passivo Financeiro Setorial	-	-	-	-	-	-
Uso do Bem Público - UBP	(0)	(4)	-	(4)	(8)	-56,5%
Outros	(1)	(4)	-70,5%	(2)	(8)	-72,9%
Total	(116)	(138)	-16,1%	(266)	(267)	-0,1%
Resultado Financeiro	(103)	(87)	18,5%	(203)	(170)	19,0%

No 2T17, o resultado financeiro foi uma despesa líquida de R\$ 103 milhões, representando uma elevação de 18,5% (R\$ 16 milhões).

- As Receitas Financeiras passaram de R\$ 52 milhões no 2T16 para R\$ 13 milhões no 2T17, uma redução de 74,1% (R\$ 38 milhões), devido a:

- ✓ Redução de 118,6% em **atualizações monetárias e cambiais** (R\$ 38 milhões), passando de uma receita de R\$ 32 milhões no 2T16 para uma despesa de R\$ 6 milhões no 2T17, devido às reduções de R\$ 39 milhões no ganho com derivativo *zero-cost collar*³;
- ✓ Redução de 95,2% em **Outros** (R\$ 3 milhões);

Parcialmente compensado por:

- ✓ Aumento de 21,5% em **rendas de aplicações financeiras** (R\$ 4 milhões).

- As Despesas Financeiras passaram de R\$ 138 milhões no 2T16 para R\$ 116 milhões no 2T17, uma redução de 16,1% (R\$ 22 milhões), devido a:

- ✓ Redução de 19,0% em **encargos de dívidas** (R\$ 23 milhões), devido principalmente à redução do CDI;
- ✓ Redução de 94,5% nas despesas de **UBP** (R\$ 4 milhões);
- ✓ Redução de R\$ 3 milhões em **outros efeitos**;

Parcialmente compensado por:

- ✓ Aumento de 72,2% em **atualizações monetárias e cambiais** (R\$ 7 milhões).

10.3.1.7) Lucro Líquido

No 2T17, o **lucro líquido** foi de R\$ 142 milhões, comparado a um lucro líquido de R\$ 121 milhões no 2T16, uma elevação de 17,4%.

10.4) CPFL Renováveis

10.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

DRE CPFL Renováveis (R\$ milhões)						
	2T17	2T16	Var. %	1S17	1S16	Var. %
Receita Operacional Bruta	464	386	20,2%	873	694	25,8%
Receita Operacional Líquida	431	365	18,0%	819	656	24,7%
Custo com Energia Elétrica	(86)	(52)	64,2%	(137)	(84)	63,8%
Custos e Despesas Operacionais	(275)	(237)	16,1%	(526)	(462)	13,8%
Resultado do Serviço	70	76	-7,8%	156	110	41,0%
EBITDA ⁽¹⁾	223	211	5,7%	459	379	21,3%
Resultado Financeiro	(133)	(128)	3,5%	(256)	(262)	-2,3%
Lucro antes da Tributação	(62)	(52)	19,9%	(100)	(152)	-33,8%
Lucro Líquido	(76)	(62)	23,7%	(126)	(169)	-25,0%

Nota:

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

³ 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.

10.4.1.1) Variações na DRE da CPFL Renováveis

No 2T17, as variações no DRE da CPFL Renováveis devem-se principalmente aos fatores abaixo:

- Entrada em operação comercial dos parques eólicos **Pedra Cheirosa** em Junho de 2017 (48,3 MW);
- Entrada em operação comercial dos parques eólicos **Complexo Campo dos Ventos e Complexo São Benedito**, de forma gradual, ao longo de 2016 (231,0 MW).

10.4.1.2) Receita Operacional

A **Receita Operacional Bruta** atingiu R\$ 464 milhões no 2T17, representando um aumento de 20,2% (R\$ 78 milhões).

A **Receita Operacional Líquida** foi de R\$ 431 milhões, representando um aumento de 18,0% (R\$ 66 milhões). Este aumento decorre, principalmente, dos seguintes fatores:

Fonte Eólica (R\$ 15 milhões):

- (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. (R\$ 15 milhões);

Fonte PCH (R\$ 28 milhões):

- (ii) Diferente estratégia de sazonalização da garantia física e ajuste contratual de preço (R\$ 15 milhões);
- (iii) Maior receita na *holding* (R\$ 13 milhões) devido a liquidação da compra de energia para recomposição de lastro e média móvel de ativos, com contrapartida no custo com compra de energia;

Fonte Biomassa (R\$ 5 milhões):

- (iv) A partir do 1T17 o reconhecimento da receita das biomassas (com exceção das usinas com contrato de venda de energia no mercado regulado - Bio Pedra, Bio Ester e Bio Formosa) passou a ser de acordo com a sazonalização da garantia física dos contratos, enquanto que parte da geração das biomassas em 2016 era reconhecida de acordo com a geração.

10.4.1.3) Custo com Energia Elétrica

No 2T17, o Custo com Energia Elétrica foi de R\$ 86 milhões, representando um aumento de 64,2% (R\$ 34 milhões). Esse aumento foi resultado dos seguintes fatores:

- Aumento de 92,6% no custo com **Energia Comprada para Revenda** (R\$ 30 milhões), devido principalmente à compra de energia para atender exposição no mercado de curto prazo e hedge;
- Aumento de 18,0% no custo com **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição** (R\$ 4 milhões), decorrente dos seguintes eventos:
 - (i) Compra de energia para atender exposição no mercado de curto prazo, hedge e recomposição de lastro;
 - (ii) Reconhecimento de indenização contratual e apurações anuais e quadrienais dos contratos de venda de energia (R\$ 38,6 milhões) que ocorreram no 2T16 e não se repetiram no 2T17.

10.4.1.4) Custos e Despesas Operacionais

No 2T17, os **Custos e Despesas Operacionais** atingiram R\$ 275 milhões, representando um aumento de 16,1% (R\$ 38 milhões). Os principais fatores foram:

- **PMSO**, que atingiu R\$ 122,4 milhões, um aumento de 19,8% (R\$ 20,2 milhões).

A tabela abaixo mostra um sumário das principais variações no PMSO:

	PMSO (R\$ milhões)							
	2T17	2T16	Variação		1S17	1S16	Variação	
			R\$ MM	%			R\$ MM	%
PMSO								
Pessoal	(23)	(21)	(2)	10,3%	(46)	(41)	(5)	11,5%
Material	(3)	(1)	(1)	119,9%	(7)	(5)	(3)	58,9%
Serviços de Terceiros	(55)	(43)	(11)	25,7%	(101)	(86)	(15)	17,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(42)	(37)	(6)	15,1%	(68)	(63)	(5)	8,6%
Prêmio do Risco do GSF	(1)	(1)	1	-50,0%	(1)	(1)	-	-
Outros	(42)	(36)	(6)	17,3%	(67)	(61)	(5)	8,8%
Total PMSO	(122)	(102)	(20)	19,8%	(222,2)	(194,0)	(28)	14,5%

Esta variação é explicada principalmente pelos seguintes fatores:

- Pessoal:** Aumento de 10,3% (R\$ 2 milhões), decorrente de um aumento do número de funcionários e do acordo coletivo;
 - Serviços:** Aumento de 25,7% (R\$ 11 milhões), onde 45% (R\$ 5 milhões) correspondem a despesas com software e consultorias em TI e o restante se encontra diluído em despesas com consultoria e honorários advocatícios relacionados aos projetos corporativos.
 - Baixa de ativo intangível de projetos de PCHs pela incerteza de seu desenvolvimento no valor de R\$ 16 milhões (provisão não recorrente e sem efeito caixa).
- **Depreciação e Amortização**, que atingiu R\$ 114 milhões, um aumento de 17,7% (R\$ 17 milhões), devido basicamente à entrada em operação dos ativos ao longo dos últimos 12 meses.

10.4.1.5) EBITDA

No 2T17, o **EBITDA** foi de R\$ 223 milhões, comparado a R\$ 211 milhões no 2T16, um aumento de 5,7% (R\$ 12 milhões). Tais resultados se devem basicamente à maior receita líquida resultante principalmente da entrada em operação de novos ativos e da sazonalização dos contratos de venda de energia. Tal item foi parcialmente compensado pelos maiores custos provenientes dos ativos adicionados ao portfólio e pela baixa de ativo intangível de projetos de PCHs.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA (R\$ milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Lucro Líquido	(76)	(62)	23,7%	(126)	(169)	-25,0%
Depreciação e Amortização	153	135		304	268	
Resultado Financeiro	133	128		256	262	
IR/CS	14	10		26	17	
EBITDA	223	211	5,7%	459	379	21,3%

10.4.1.6) Resultado Financeiro

Resultado Financeiro (R\$ Milhões)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receitas						
Rendas de Aplicações Financeiras	31	29	7,0%	67	55	21,6%
Acréscimos e Multas Moratórias	0	1	-87,5%	1	2	-51,2%
Atualização de Depósitos Judiciais	0	0	-79,8%	0	1	-64,0%
Atualizações Monetárias e Cambiais	0	0	-18,6%	0	1	-65,1%
PIS e COFINS - sobre Outras Receitas Financeiras	(1)	(2)	-29,0%	(3)	(3)	-1,4%
Outros	3	5	-47,7%	6	9	-30,5%
Total	33	34	-4,4%	72	64	11,7%
Despesas						
Encargos de Dívidas	(143)	(146)	-2,3%	(293)	(285)	3,0%
Atualizações Monetárias e Cambiais	(15)	(19)	-19,4%	(36)	(41)	-10,6%
(-) Juros Capitalizados	6	18	-68,8%	25	28	-11,8%
Outros	(13)	(16)	-15,3%	(23)	(29)	-20,9%
Total	(165)	(162)	1,8%	(328)	(326)	0,5%
Resultado Financeiro	(133)	(128)	3,5%	(256)	(262)	-2,3%

No 2T17 o Resultado Financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 133 milhões, representando um aumento de 3,5% (R\$ 5 milhões) em relação ao 2T16.

Os principais fatores que afetaram a receita financeira (diminuição de R\$ 1 milhão) foram:

- (i) Menor CDI médio (10,92% a.a. no 2T17 versus 14,13% a.a. no 2T16).

Já o principal fator que afetou a despesa financeira (diminuição de R\$ 12 milhões) foi:

- (ii) **Juros Capitalizados:** Diminuição de 68,8%, decorrente da diminuição de parques em construção que demandam a capitalização de juros em 2017. Enquanto em 2016 havia a capitalização de juros de empréstimos referentes a 10 parques de energia renovável, em 2017 a capitalização vem sendo feita apenas sobre 3 parques.

10.4.1.7) Lucro Líquido

No 2T17, o **Prejuízo Líquido** foi de R\$ 76 milhões, comparado a um **Prejuízo Líquido** de R\$ 62 milhões no 2T16 (R\$ 14 milhões), devido principalmente à provisão para perda de investimento/intangível de direito de exploração de PCHs.

10.4.2) 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 2.6 GW.

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	2.103
Em construção	30	-	-	-	30
Em desenvolvimento	242	-	1.982	340	2.564
Total	695	370	3.291	341	4.697

Parques Eólicos Complexo Pedra Cheirosa – Em Operação

Os parques eólicos do Complexo Pedra Cheirosa (Pedra Cheirosa I e II), localizados no município de Itarema, Estado do Ceará, entraram em operação em 27 de junho de 2017, com quase 1 ano de antecipação. A capacidade instalada é de 48,3 MW e a garantia física é de 26,1 MWmédios. A energia foi vendida por meio de contrato de longo prazo no leilão A-5 de 2013. (Pedra Cheirosa I – preço: R\$ 156,20/MWh | Pedra Cheirosa II – preço: 156,82/MWh, ambos em junho de 2017).

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 – junho de 2017).

11) ANEXOS

11.1) Balanço Patrimonial (Ativo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



ATIVO	Consolidado		
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2016
CIRCULANTE			
Caixa e Equivalentes de Caixa	4.316.090	6.164.997	5.464.783
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	3.949.822	3.765.893	3.444.243
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	13.513	73.328	13.424
Tributos a Compensar	477.097	403.848	517.302
Derivativos	462.563	163.241	560.057
Ativo Financeiro Setorial	-	-	645.648
Ativo Financeiro da Concessão	10.972	10.700	9.846
Outros Créditos	908.589	797.181	647.280
	10.138.647	11.379.187	11.302.583
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	213.407	203.185	131.118
Coligadas, Controladas e Controladora	9.340	47.631	44.532
Depósitos Judiciais	819.962	550.072	495.527
Tributos a Compensar	223.475	198.286	160.071
Ativo Financeiro Setorial	35.738	-	-
Derivativos	340.742	641.357	686.282
Créditos Fiscais Diferidos	863.821	922.858	495.045
Ativo Financeiro da Concessão	5.899.539	5.363.144	4.002.959
Investimentos ao Custo	116.654	116.654	116.654
Outros Créditos	808.424	766.253	657.087
Investimentos	1.532.128	1.493.753	1.384.239
Imobilizado	9.984.338	9.712.998	9.453.342
Intangível	10.640.881	10.775.613	9.020.793
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	31.488.450	30.791.805	26.647.651
TOTAL DO ATIVO	41.627.097	42.170.992	37.950.234

11.2) Balanço Patrimonial (Passivo) – CPFL Energia

(em milhares de reais)



PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Consolidado		
	30/06/2017	31/12/2016	30/06/2016
CIRCULANTE			
Fornecedores	2.793.507	2.728.130	1.688.003
Empréstimos e Financiamentos	3.614.588	1.875.648	2.270.776
Debêntures	1.506.804	1.547.275	1.016.240
Entidade de Previdência Privada	59.027	33.209	4.268
Taxas Regulamentares	440.213	366.078	319.311
Impostos, Taxas e Contribuições	622.307	681.544	746.067
Dividendo e Juros sobre Capital Próprio	8.244	232.851	222.937
Obrigações Estimadas com Pessoal	155.113	131.707	123.203
Derivativos	3.942	6.055	48.536
Passivo Financeiro Setorial	1.069.666	597.515	42.510
Uso do Bem Público	11.936	10.857	9.941
Outras Contas a Pagar	937.117	807.623	850.851
TOTAL DO CIRCULANTE	11.222.464	9.018.492	7.342.643
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	126.588	129.781	633
Empréstimos e Financiamentos	8.973.309	11.168.394	11.102.484
Debêntures	6.761.375	7.452.672	5.645.524
Entidade de Previdência Privada	1.015.952	1.019.233	861.304
Impostos, Taxas e Contribuições	23.190	26.814	-
Débitos Fiscais Diferidos	1.286.862	1.324.134	1.363.006
Provisão para Riscos Fiscais, Cíveis e Trabalhistas	851.385	833.276	618.034
Derivativos	63.545	112.207	83.031
Passivo Financeiro Setorial	219.891	317.406	473.100
Uso do Bem Público	83.868	86.624	86.152
Outras Contas a Pagar	288.160	309.292	190.359
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	19.694.127	22.779.832	20.423.625
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital Social	5.741.284	5.741.284	5.741.284
Reservas de Capital	468.014	468.014	468.082
Reserva Legal	739.102	739.102	355.347
Reserva Estatutária - Ativo Financeiro da Concessão	760.866	702.928	640.545
Reserva Estatutária - Reforço de Capital de Giro	545.505	545.505	392.972
Dividendo	-	7.820	-
Resultado Abrangente Acumulado	(247.466)	(234.633)	(231.958)
Lucros Acumulados	344.254	-	436.476
	8.351.561	7.970.021	7.802.748
Patrimônio líquido atribuído aos acionistas não controladores	2.358.945	2.402.648	2.381.218
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	10.710.506	10.372.668	10.183.966
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	41.627.097	42.170.992	37.950.234

11.3) Demonstração de Resultados – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado						
	2T17	2T16	Varição	1S17	1S16	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	5.875.500	5.844.986	0,5%	12.697.351	12.308.064	3,2%
Suprimento de Energia Elétrica	1.454.121	639.961	127,2%	2.404.924	1.388.217	73,2%
Receita com construção de infraestrutura	462.323	274.716	68,3%	878.362	491.850	78,6%
Atualização do ativo financeiro da concessão	32.391	64.641	-49,9%	81.314	152.021	-46,5%
Ativo e passivo financeiro setorial	369.317	(461.979)	-	(195.686)	(1.194.232)	-83,6%
Outras Receitas Operacionais	962.859	864.071	11,4%	2.020.631	1.666.123	21,3%
	9.156.512	7.226.397	26,7%	17.886.897	14.812.044	20,8%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.193.963)	(2.745.673)	16,3%	(6.385.569)	(5.994.551)	6,5%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	5.962.549	4.480.723	33,1%	11.501.327	8.817.493	30,4%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(3.520.542)	(2.313.621)	52,2%	(6.538.926)	(4.479.553)	46,0%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(217.974)	(350.926)	-37,9%	(420.244)	(713.014)	-41,1%
	(3.738.517)	(2.664.546)	40,3%	(6.959.171)	(5.192.567)	34,0%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(336.679)	(267.200)	26,0%	(669.162)	(512.168)	30,7%
Material	(57.462)	(39.271)	46,3%	(112.556)	(79.056)	42,4%
Serviços de Terceiros	(189.136)	(157.568)	20,0%	(374.389)	(306.788)	22,0%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(202.814)	(166.217)	22,0%	(388.738)	(338.902)	14,7%
<i>PDD</i>	(39.372)	(49.814)	-21,0%	(86.068)	(95.865)	-10,2%
<i>Despesas legais e judiciais</i>	(58.504)	(49.585)	18,0%	(113.623)	(108.969)	4,3%
<i>Outros</i>	(104.938)	(66.818)	57,1%	(189.047)	(134.067)	41,0%
Custos com construção de infraestrutura	(465.666)	(274.491)	69,6%	(880.293)	(491.527)	79,1%
Entidade de Previdência Privada	(28.112)	(13.913)	102,1%	(56.944)	(27.825)	104,6%
Depreciação e Amortização	(309.125)	(250.014)	23,6%	(613.448)	(496.095)	23,7%
Amortização do Intangível da Concessão	(72.116)	(62.020)	16,3%	(144.233)	(123.907)	16,4%
	(1.661.109)	(1.230.694)	35,0%	(3.239.762)	(2.376.266)	36,3%
EBITDA¹	1.027.277	966.300	6,3%	2.223.042	2.001.069	11,1%
RESULTADO DO SERVIÇO	562.923	585.483	-3,9%	1.302.394	1.248.659	4,3%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	222.632	333.512	-33,2%	503.343	645.843	-22,1%
Despesas	(640.799)	(597.468)	7,3%	(1.357.649)	(1.228.827)	10,5%
	(418.168)	(263.957)	58,4%	(854.306)	(582.984)	46,5%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	83.113	68.783	20,8%	162.967	132.408	23,1%
Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%	(290)	(290)	0,0%
	82.968	68.638	20,9%	162.678	132.118	23,1%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	227.724	390.164	-41,6%	610.766	797.793	-23,4%
Contribuição Social	(28.289)	(42.502)	-33,4%	(68.863)	(89.668)	-23,2%
Imposto de Renda	(76.263)	(107.528)	-29,1%	(186.610)	(235.544)	-20,8%
LUCRO LÍQUIDO	123.172	240.135	-48,7%	355.293	472.581	-24,8%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>	<i>143.475</i>	<i>259.811</i>	<i>-44,8%</i>	<i>389.360</i>	<i>531.160</i>	<i>-26,7%</i>
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>	<i>(20.302)</i>	<i>(19.676)</i>	<i>3,2%</i>	<i>(34.067)</i>	<i>(58.578)</i>	<i>-41,8%</i>

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

11.4) Fluxo de Caixa – CPFL Energia

(em milhares de reais)



Consolidado		
	2T17	Últ. 12M
Saldo Inicial do Caixa	4.877.813	5.464.783
Lucro Líquido Antes dos Tributos	227.724	1.193.521
Depreciação e Amortização	381.509	1.429.390
Encargos de Dívida e Atualizações Monetárias e Cambiais	515.837	2.313.553
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	67.897	(118.921)
Ativo Financeiro Setorial	(46.011)	880.610
Contas a Receber - Aporte CDE/CCEE	48.545	(65.027)
Fornecedores	541.606	752.429
Passivo Financeiro Setorial	(247.739)	327.117
Contas a Pagar - CDE	6.801	(42.146)
Encargos de Dívidas e Debêntures Pagos	(477.660)	(1.704.399)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(106.640)	(771.296)
Outros	96.388	108.074
	780.533	3.109.384
Total de Atividades Operacionais	1.008.257	4.302.905
Atividades de Investimentos		
Valor Pago em Combinações de Negócios, Líquido do Caixa Adquirido	-	(1.496.675)
Aquisições de Imobilizado e Adições de Intangível	(697.246)	(2.627.788)
Outros	(6.784)	(108.972)
Total de Atividades de Investimentos	(704.030)	(4.233.435)
Atividades de Financiamento		
Captação de Empréstimos e Debêntures	185.251	3.397.029
Amortização de Principal de Empréstimos e Debêntures, Líquida de Derivativos	(1.010.857)	(4.149.523)
Dividendo e Juros sobre o Capital Próprio Pagos	(17.389)	(458.586)
Outros	(22.955)	(7.083)
Total de Atividades de Financiamento	(865.950)	(1.218.163)
Geração de Caixa	(561.723)	(1.148.693)
Saldo Final do Caixa - 30/06/2017	4.316.090	4.316.090

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



Geração Convencional						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-
Suprimento de Energia Elétrica	296.003	269.935	9,7%	575.502	529.206	8,7%
Outras Receitas Operacionais	11.357	1.821	523,8%	14.175	3.503	304,7%
	307.360	271.755	13,1%	589.677	532.709	10,7%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL						
	(27.357)	(24.834)	10,2%	(52.523)	(48.991)	7,2%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	280.003	246.921	13,4%	537.154	483.717	11,0%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(21.495)	(15.433)	39,3%	(36.889)	(35.248)	4,7%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(6.586)	(5.828)	13,0%	(13.164)	(11.680)	12,7%
	(28.080)	(21.261)	32,1%	(50.053)	(46.928)	6,7%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(9.806)	(10.179)	-3,7%	(19.892)	(19.201)	3,6%
Material	(712)	(606)	17,4%	(1.262)	(1.453)	-13,1%
Serviços de Terceiros	(9.370)	(5.559)	68,5%	(14.856)	(10.195)	45,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(10.051)	(11.207)	-10,3%	(18.646)	(22.122)	-15,7%
Entidade de Previdência Privada	(517)	(322)	60,7%	(1.034)	(643)	60,7%
Depreciação e Amortização	(28.318)	(28.811)	-1,7%	(56.491)	(57.116)	-1,1%
Amortização do Intangível da Concessão	(2.492)	(2.492)	0,0%	(4.983)	(4.983)	0,0%
Amortização do ágio de aquisição						
	(61.265)	(59.175)	3,5%	(117.164)	(115.713)	1,3%
EBITDA	304.580	266.570	14,3%	594.379	515.584	15,3%
RESULTADO DO SERVIÇO	190.657	166.484	14,5%	369.937	321.076	15,2%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	13.683	51.660	-73,5%	64.191	96.511	-33,5%
Despesas	(115.926)	(138.177)	-16,1%	(266.500)	(266.765)	-0,1%
Juros Sobre o Capital Próprio						
	(102.243)	(86.517)	18,2%	(202.308)	(170.253)	18,8%
EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL						
Equivalência Patrimonial	83.113	68.783	20,8%	162.968	132.408	23,1%
(-)Amortização Mais Valia de Ativos	(145)	(145)	0,0%	(290)	(290)	0,0%
	82.968	68.638	20,9%	162.678	132.118	23,1%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	171.382	148.605	15,3%	330.306	282.941	16,7%
Contribuição Social	(7.684)	(7.226)	6,3%	(14.852)	(13.831)	7,4%
Imposto de Renda	(21.248)	(20.019)	6,1%	(41.404)	(38.154)	8,5%
LUCRO LÍQUIDO	142.451	121.360	17,4%	274.050	230.956	18,7%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>			0,0%			0,0%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>			-			0,0%

11.6) Demonstração de Resultados – CPFL Renováveis

(em milhares de reais)



DRE - IFRS - CPFL RENOVÁVEIS								
CPFL Renováveis								
	2T17	2T16	Var.	Var. %	1S2017	1S2016	Var.	Var. %
RECITA OPERACIONAL								
Fornecimento de Energia Elétrica	6.034	22.277	(16.242)	-72,9%	29.824	45.477	(15.653)	-34,4%
Suprimento de Energia Elétrica	455.428	355.365	100.062	28,2%	839.596	639.541	200.055	31,3%
Outras Receitas Operacionais	2.551	8.435	(5.884)	-69,8%	3.436	8.745	(5.308)	-60,7%
	464.013	386.077	77.936	20,2%	872.856	693.762	179.094	25,8%
DEDUÇÕES DA RECITA OPERACIONAL	(32.745)	(20.597)	(12.148)	59,0%	(54.127)	(37.368)	(16.759)	44,8%
RECITA OPERACIONAL LÍQUIDA	431.268	365.480	65.787	18,0%	818.729	656.394	162.336	24,7%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA								
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(62.354)	(32.373)	(29.981)	92,6%	(89.652)	(45.507)	(44.145)	97,0%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(23.512)	(19.918)	(3.594)	18,0%	(47.404)	(38.154)	(9.251)	24,2%
	(85.866)	(52.291)	(33.575)	64,2%	(137.056)	(83.661)	(53.395)	63,8%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS								
Pessoal	(23.029)	(20.875)	(2.153)	10,3%	(45.938)	(41.211)	(4.728)	11,5%
Material	(2.524)	(1.148)	(1.376)	119,9%	(7.401)	(4.658)	(2.743)	58,9%
Serviços de Terceiros	(54.582)	(43.428)	(11.153)	25,7%	(100.860)	(85.524)	(15.335)	17,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(42.270)	(36.726)	(5.545)	15,1%	(68.006)	(62.610)	(5.396)	8,6%
Depreciação e Amortização	(114.236)	(97.029)	(17.207)	17,7%	(226.444)	(192.526)	(33.917)	17,6%
Amortização do Intangível da Concessão	(38.625)	(37.932)	(692)	1,8%	(77.250)	(75.732)	(1.518)	2,0%
	(275.265)	(237.139)	(38.126)	16,1%	(525.899)	(462.262)	(63.636)	13,8%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	222.998	211.012	11.986	5,7%	459.468	378.729	80.739	21,3%
RESULTADO DO SERVIÇO	70.137	76.051	(5.914)	-7,8%	155.775	110.470	45.304	41,0%
RESULTADO FINANCEIRO								
Receitas	32.850	34.375	(1.524)	-4,4%	71.740	64.255	7.485	11,6%
Despesas	(165.385)	(162.454)	(2.931)	1,8%	(327.926)	(326.414)	(1.512)	0,5%
	(132.535)	(128.080)	(4.456)	3,5%	(256.186)	(262.159)	5.973	-2,3%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	(62.398)	(52.029)	(10.369)	19,9%	(100.412)	(151.688)	51.277	-33,8%
Contribuição Social	(4.577)	(4.073)	(504)	12,4%	(9.150)	(6.998)	(2.152)	30,7%
Imposto de Renda	(9.310)	(5.577)	(3.734)	67,0%	(16.884)	(9.873)	(7.011)	71,0%
LUCRO LÍQUIDO (IFRS)	(76.285)	(61.678)	(14.607)	23,7%	(126.445)	(168.559)	42.114	-25,0%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores</i>			-	0,0%			-	0,0%
<i>Lucro líquido atribuído aos acionistas não controladores</i>			-	0,0%			-	0,0%

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.

11.7) Demonstração de Resultados – Segmento de Distribuição

(em milhares de reais)



	Consolidado			1S17	1S16	Variação
	2T17	2T16	Variação			
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	5.405.439	5.484.109	-1,4%	11.766.967	11.608.218	1,4%
Suprimento de Energia Elétrica	601.730	25.706	2240,8%	887.264	241.244	267,8%
Receita com construção de infraestrutura	458.746	268.574	70,8%	837.188	482.997	73,3%
Atualização do ativo financeiro da concessão	32.391	64.641	-49,9%	81.314	152.021	-46,5%
Ativo e passivo financeiro setorial	369.317	(461.979)	-	(195.686)	(1.194.232)	-83,6%
Outras Receitas Operacionais	930.205	831.540	11,9%	1.956.415	1.607.935	21,7%
	7.797.827	6.212.592	25,5%	15.333.462	12.898.184	18,9%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(3.056.725)	(2.644.909)	15,6%	(6.130.007)	(5.803.616)	5,6%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.741.102	3.567.684	32,9%	9.203.455	7.094.568	29,7%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.962.995)	(1.994.968)	48,5%	(5.595.920)	(3.877.000)	44,3%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(194.844)	(330.520)	-41,0%	(372.303)	(673.957)	-44,8%
	(3.157.840)	(2.325.489)	35,8%	(5.968.223)	(4.550.957)	31,1%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(229.825)	(175.239)	31,1%	(453.625)	(340.988)	33,0%
Material	(41.826)	(29.189)	43,3%	(80.636)	(57.504)	40,2%
Serviços de Terceiros	(212.108)	(159.514)	33,0%	(406.531)	(303.641)	33,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(160.745)	(145.220)	10,7%	(323.080)	(289.565)	11,6%
<i>PDD</i>	<i>(39.114)</i>	<i>(48.787)</i>	<i>-19,8%</i>	<i>(86.091)</i>	<i>(94.162)</i>	<i>-8,6%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(55.091)</i>	<i>(47.045)</i>	<i>17,1%</i>	<i>(100.918)</i>	<i>(97.579)</i>	<i>3,4%</i>
<i>Outros</i>	<i>(66.541)</i>	<i>(49.387)</i>	<i>34,7%</i>	<i>(136.071)</i>	<i>(97.825)</i>	<i>39,1%</i>
Custos com construção de infraestrutura	(458.746)	(268.574)	70,8%	(837.188)	(482.997)	73,3%
Entidade de Previdência Privada	(27.595)	(13.591)	103,0%	(55.910)	(27.182)	105,7%
Depreciação e Amortização	(154.293)	(119.631)	29,0%	(305.444)	(237.716)	28,5%
Amortização do Intangível da Concessão	(15.322)	(5.918)	158,9%	(30.643)	(11.835)	158,9%
Amortização do ágio de aquisição	(21.381)	(15.035)	42,2%	(43.584)	(30.069)	44,9%
	(1.321.842)	(931.911)	41,8%	(2.536.640)	(1.781.498)	42,4%
EBITDA (IFRS)⁽¹⁾	452.417	450.867	0,3%	1.078.262	1.041.733	3,5%
RESULTADO DO SERVIÇO	261.421	310.284	-15,7%	698.591	762.113	-8,3%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	163.000	213.754	-23,7%	340.341	432.297	-21,3%
Despesas	(328.552)	(278.864)	17,8%	(687.509)	(588.418)	16,8%
Juros Sobre o Capital Próprio						
	(165.552)	(65.110)	154,3%	(347.168)	(156.121)	122,4%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	95.869	245.174	-60,9%	351.423	605.992	-42,0%
Contribuição Social	(13.730)	(25.827)	-46,8%	(41.808)	(62.573)	-33,2%
Imposto de Renda	(38.894)	(65.835)	-40,9%	(116.167)	(167.886)	-30,8%
Lucro Líquido (IFRS)	43.244	153.512	-71,8%	193.449	375.533	-48,5%

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.

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



Consolidado (sem RGE Sul)						
	2T17	2T16	Varição	1S17	1S16	Varição
RECEITA OPERACIONAL						
Fornecimento de Energia Elétrica	4.542.510	5.484.109	-17,2%	9.739.790	11.608.218	-16,1%
Suprimento de Energia Elétrica	486.175	25.706	1791,3%	754.068	241.244	212,6%
Receita com construção de infraestrutura	354.728	268.574	32,1%	648.506	482.997	34,3%
Atualização do ativo financeiro da concessão	29.599	64.641	-54,2%	70.383	152.021	-53,7%
Ativo e passivo financeiro setorial	346.622	(461.979)	-	(101.732)	(1.194.232)	-91,5%
Outras Receitas Operacionais	796.578	831.540	-4,2%	1.637.087	1.607.935	1,8%
	6.556.211	6.212.592	5,5%	12.748.101	12.898.184	-1,2%
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	(2.560.894)	(2.644.909)	-3,2%	(5.056.929)	(5.803.616)	-12,9%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.995.317	3.567.684	12,0%	7.691.172	7.094.568	8,4%
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA						
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(2.501.297)	(1.994.968)	25,4%	(4.715.055)	(3.877.000)	21,6%
Encargo de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição	(153.820)	(330.520)	-53,5%	(293.478)	(673.957)	-56,5%
	(2.655.118)	(2.325.489)	14,2%	(5.008.533)	(4.550.957)	10,1%
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS						
Pessoal	(190.050)	(175.239)	8,5%	(372.342)	(340.988)	9,2%
Material	(34.759)	(29.189)	19,1%	(64.846)	(57.504)	12,8%
Serviços de Terceiros	(181.008)	(159.514)	13,5%	(344.298)	(303.641)	13,4%
Outros Custos/Despesas Operacionais	(127.678)	(145.220)	-12,1%	(266.803)	(289.565)	-7,9%
<i>PDD</i>	<i>(32.621)</i>	<i>(48.787)</i>	<i>-33,1%</i>	<i>(71.572)</i>	<i>(94.162)</i>	<i>-24,0%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>(40.873)</i>	<i>(47.045)</i>	<i>-13,1%</i>	<i>(77.498)</i>	<i>(97.579)</i>	<i>-20,6%</i>
<i>Outros</i>	<i>(54.185)</i>	<i>(49.387)</i>	<i>9,7%</i>	<i>(117.733)</i>	<i>(97.825)</i>	<i>20,4%</i>
Custos com construção de infraestrutura	(354.728)	(268.574)	32,1%	(648.506)	(482.997)	34,3%
Entidade de Previdência Privada	(25.500)	(13.591)	87,6%	(50.999)	(27.182)	87,6%
Depreciação e Amortização	(132.232)	(119.631)	10,5%	(254.593)	(237.716)	7,1%
Amortização do Intangível da Concessão	(5.918)	(5.918)	0,0%	(11.835)	(11.835)	0,0%
Amortização do ágio de aquisição	(7.867)	(15.035)	-47,7%	(22.901)	(30.069)	-23,8%
	(1.059.739)	(931.911)	13,7%	(2.037.124)	(1.781.498)	14,3%
EBITDA⁽¹⁾	426.476	450.867	-5,4%	934.845	1.041.733	-10,3%
RESULTADO DO SERVIÇO	280.460	310.284	-9,6%	645.516	762.113	-15,3%
RESULTADO FINANCEIRO						
Receitas	138.282	213.754	-35,3%	293.851	432.297	-32,0%
Despesas	(275.223)	(278.864)	-1,3%	(584.611)	(588.418)	-0,6%
Juros Sobre o Capital Próprio						
	(136.941)	(65.110)	110,3%	(290.760)	(156.121)	86,2%
LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO	143.519	245.174	-41,5%	354.756	605.992	-41,5%
Contribuição Social	(17.040)	(25.827)	-34,0%	(40.356)	(62.573)	-35,5%
Imposto de Renda	(47.877)	(65.835)	-27,3%	(112.105)	(167.886)	-33,2%
Lucro Líquido	78.602	153.512	-48,8%	202.295	375.533	-46,1%

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.

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

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

CPFL PAULISTA						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receita Operacional Bruta	3.423.379	3.250.680	5,3%	6.629.747	6.676.967	-0,7%
Receita Operacional Líquida	2.081.236	1.889.646	10,1%	3.973.463	3.697.427	7,5%
Custo com Energia Elétrica	(1.426.951)	(1.246.792)	14,4%	(2.667.529)	(2.424.146)	10,0%
Custos e Despesas Operacionais	(542.514)	(456.615)	18,8%	(1.032.997)	(880.551)	17,3%
Resultado do Serviço	111.771	186.238	-40,0%	272.936	392.731	-30,5%
EBITDA⁽¹⁾	169.294	239.477	-29,3%	386.668	498.340	-22,4%
Resultado Financeiro	(66.307)	(9.916)	568,7%	(138.909)	(50.405)	175,6%
Lucro antes da Tributação	45.464	176.323	-74,2%	134.027	342.326	-60,8%
Lucro Líquido	23.325	113.545	-79,5%	75.593	217.840	-65,3%

CPFL PIRATININGA						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receita Operacional Bruta	1.465.730	1.405.467	4,3%	2.881.317	2.993.019	-3,7%
Receita Operacional Líquida	887.490	764.111	16,1%	1.737.379	1.567.403	10,8%
Custo com Energia Elétrica	(615.508)	(537.274)	14,6%	(1.192.183)	(1.059.256)	12,5%
Custos e Despesas Operacionais	(189.140)	(175.763)	7,6%	(379.305)	(326.723)	16,1%
Resultado do Serviço	82.842	51.074	62,2%	165.891	181.424	-8,6%
EBITDA⁽¹⁾	106.947	74.135	44,3%	213.853	227.357	-5,9%
Resultado Financeiro	(33.224)	(4.948)	571,4%	(65.729)	(25.124)	161,6%
Lucro antes da Tributação	49.618	46.126	7,6%	100.162	156.300	-35,9%
Lucro Líquido	30.493	29.044	5,0%	61.855	97.427	-36,5%

RGE						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receita Operacional Bruta	1.302.689	1.212.466	7,4%	2.518.125	2.521.968	-0,2%
Receita Operacional Líquida	793.423	703.132	12,8%	1.521.940	1.412.335	7,8%
Custo com Energia Elétrica	(482.929)	(421.700)	14,5%	(900.382)	(835.026)	7,8%
Custos e Despesas Operacionais	(238.556)	(219.299)	8,8%	(450.081)	(419.372)	7,3%
Resultado do Serviço	71.938	62.133	15,8%	171.477	157.937	8,6%
EBITDA⁽¹⁾	112.095	100.275	11,8%	251.219	233.841	7,4%
Resultado Financeiro	(30.115)	(45.119)	-33,3%	(67.601)	(64.860)	4,2%
Lucro antes da Tributação	41.823	17.014	145,8%	103.876	93.077	11,6%
Lucro Líquido	26.146	10.239	155,4%	65.701	59.388	10,6%

CPFL SANTA CRUZ						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receita Operacional Bruta	158.690	148.871	6,6%	318.285	304.121	4,7%
Receita Operacional Líquida	102.551	91.532	12,0%	205.311	179.625	14,3%
Custo com Energia Elétrica	(60.376)	(53.166)	13,6%	(114.954)	(100.746)	14,1%
Custos e Despesas Operacionais	(30.172)	(30.060)	0,4%	(60.236)	(56.001)	7,6%
Resultado do Serviço	12.003	8.305	44,5%	30.121	22.878	31,7%
EBITDA⁽¹⁾	16.528	12.935	27,8%	38.946	32.081	21,4%
Resultado Financeiro	(2.870)	(1.369)	109,6%	(6.226)	(5.666)	9,9%
Lucro antes da Tributação	9.133	6.936	31,7%	23.895	17.213	38,8%
Lucro Líquido	5.742	5.955	-3,6%	15.062	12.469	20,8%

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)

CPFL LESTE PAULISTA						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receita Operacional Bruta	48.488	43.938	10,4%	94.684	87.602	8,1%
Receita Operacional Líquida	32.090	28.276	13,5%	62.642	53.973	16,1%
Custo com Energia Elétrica	(15.556)	(14.086)	10,4%	(29.814)	(27.670)	7,7%
Custos e Despesas Operacionais	(12.484)	(9.305)	34,2%	(22.923)	(18.153)	26,3%
Resultado do Serviço	4.050	4.884	-17,1%	9.905	8.150	21,5%
EBITDA⁽¹⁾	5.571	6.609	-15,7%	13.045	11.585	12,6%
Resultado Financeiro	(765)	(894)	-14,4%	(2.545)	(3.019)	-15,7%
Lucro antes da Tributação	3.285	3.990	-17,7%	7.360	5.130	43,5%
Lucro Líquido	2.078	3.133	-33,7%	4.639	3.819	21,5%

CPFL SUL PAULISTA						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receita Operacional Bruta	62.391	59.367	5,1%	123.124	122.606	0,4%
Receita Operacional Líquida	40.704	36.727	10,8%	80.282	73.503	9,2%
Custo com Energia Elétrica	(19.647)	(19.514)	0,7%	(39.221)	(39.304)	-0,2%
Custos e Despesas Operacionais	(15.140)	(12.836)	17,9%	(29.123)	(24.700)	17,9%
Resultado do Serviço	5.916	4.376	35,2%	11.937	9.499	25,7%
EBITDA⁽¹⁾	6.938	6.681	3,9%	13.488	14.096	-4,3%
Resultado Financeiro	(1.647)	(1.170)	40,7%	(4.083)	(3.255)	25,5%
Lucro antes da Tributação	4.270	3.206	33,2%	7.854	6.245	25,8%
Lucro Líquido	2.733	2.140	27,7%	4.940	4.066	21,5%

CPFL JAGUARI						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receita Operacional Bruta	60.142	59.784	0,6%	115.040	125.362	-8,2%
Receita Operacional Líquida	35.866	34.147	5,0%	67.200	69.538	-3,4%
Custo com Energia Elétrica	(23.139)	(22.862)	1,2%	(43.465)	(45.179)	-3,8%
Custos e Despesas Operacionais	(9.890)	(6.864)	44,1%	(18.716)	(12.869)	45,4%
Resultado do Serviço	2.837	4.421	-35,8%	5.019	11.491	-56,3%
EBITDA⁽¹⁾	3.807	5.542	-31,3%	7.015	13.727	-48,9%
Resultado Financeiro	(926)	(938)	-1,4%	(3.425)	(2.110)	62,3%
Lucro antes da Tributação	1.911	3.483	-45,1%	1.594	9.381	-83,0%
Lucro Líquido	1.142	2.111	-45,9%	750	5.857	-87,2%

CPFL MOCOCA						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receita Operacional Bruta	34.703	32.019	8,4%	67.780	66.538	1,9%
Receita Operacional Líquida	21.956	20.113	9,2%	42.955	40.764	5,4%
Custo com Energia Elétrica	(11.012)	(10.094)	9,1%	(20.984)	(19.631)	6,9%
Custos e Despesas Operacionais	(6.808)	(6.134)	11,0%	(13.672)	(13.061)	4,7%
Resultado do Serviço	4.137	3.886	6,5%	8.298	8.072	2,8%
EBITDA⁽¹⁾	5.296	5.212	1,6%	10.611	10.706	-0,9%
Resultado Financeiro	(1.206)	(809)	49,0%	(2.242)	(2.481)	-9,6%
Lucro antes da Tributação	2.931	3.076	-4,7%	6.056	5.592	8,3%
Lucro Líquido	1.859	2.325	-20,0%	3.824	3.938	-2,9%

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					
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Receita Operacional Bruta	1.241.616	-	0,0%	2.585.361	-	0,0%
Receita Operacional Líquida	745.785	-	0,0%	1.512.283	-	0,0%
Custo com Energia Elétrica	(502.722)	-	0,0%	(959.690)	-	0,0%
Custos e Despesas Operacionais	(262.103)	-	0,0%	(499.517)	-	0,0%
Resultado do Serviço	(19.039)	-	0,0%	53.076	-	0,0%
EBITDA⁽¹⁾	25.940	-	0,0%	143.417	-	0,0%
Resultado Financeiro	(28.611)	-	0,0%	(56.408)	-	0,0%
Lucro antes da Tributação	(47.650)	-	0,0%	(3.332)	-	0,0%
Lucro Líquido	(35.358)	-	0,0%	(8.846)	-	0,0%

Nota:

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

11.10) Vendas na Área de Concessão por Distribuidora (em GWh)

CPFL Paulista						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	2.213	2.221	-0,4%	4.604	4.581	0,5%
Industrial	2.704	2.673	1,2%	5.236	5.219	0,3%
Comercial	1.363	1.371	-0,6%	2.818	2.846	-1,0%
Outros	1.058	1.024	3,3%	2.084	2.018	3,3%
Total	7.337	7.288	0,7%	14.742	14.664	0,5%
CPFL Piratininga						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	936	943	-0,7%	1.987	1.985	0,1%
Industrial	1.577	1.574	0,2%	3.060	3.174	-3,6%
Comercial	597	611	-2,2%	1.244	1.250	-0,5%
Outros	285	285	-0,1%	568	564	0,6%
Total	3.395	3.412	-0,5%	6.859	6.974	-1,7%
RGE						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	640	649	-1,4%	1.326	1.313	0,9%
Industrial	869	841	3,4%	1.661	1.604	3,5%
Comercial	338	350	-3,4%	710	727	-2,5%
Outros	717	693	3,5%	1.475	1.417	4,1%
Total	2.564	2.532	1,3%	5.171	5.062	2,2%
CPFL Santa Cruz						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	88	88	-0,6%	182	182	0,2%
Industrial	55	51	6,8%	106	106	0,1%
Comercial	39	40	-1,1%	83	83	-0,3%
Outros	91	89	1,8%	180	174	3,7%
Total	272	268	1,5%	551	544	1,2%
CPFL Jaguari						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	22	22	0,3%	45	45	0,5%
Industrial	97	95	1,8%	191	194	-1,4%
Comercial	14	13	6,6%	28	26	7,5%
Outros	10	10	0,8%	19	19	-0,9%
Total	142	140	1,9%	284	284	-0,2%
CPFL Mococa						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	19	19	1,9%	39	38	1,5%
Industrial	17	16	8,1%	33	32	2,2%
Comercial	7	7	-3,0%	15	16	-3,0%
Outros	15	15	-1,3%	30	29	2,1%
Total	59	57	2,2%	116	115	1,2%
CPFL Leste Paulista						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	25	25	1,2%	51	50	0,9%
Industrial	22	21	7,8%	44	41	6,3%
Comercial	11	11	-0,1%	22	23	-0,9%
Outros	28	28	-0,6%	53	50	6,4%
Total	86	84	2,0%	170	164	3,7%
CPFL Sul Paulista						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	36	36	-0,1%	73	73	0,4%
Industrial	45	47	-3,9%	91	94	-3,2%
Comercial	14	14	-2,7%	30	29	0,5%
Outros	23	23	0,9%	47	46	2,6%
Total	118	120	-1,7%	241	242	-0,6%
RGE Sul (*)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	611	-	0,0%	1.411	-	0,0%
Industrial	760	-	0,0%	1.388	-	0,0%
Comercial	298	-	0,0%	676	-	0,0%
Outros	465	-	0,0%	1.208	-	0,0%
Total	2.134	-	0,0%	4.683	-	0,0%

Nota: (*) Considera as vendas na área de concessão do 2T17 e do 1S17.

11.11) Vendas no Mercado Cativo por Distribuidora (em GWh)

CPFL Paulista						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	2.213	2.221	-0,4%	4.604	4.581	0,5%
Industrial	694	858	-19,1%	1.383	1.742	-20,6%
Comercial	1.060	1.221	-13,2%	2.221	2.547	-12,8%
Outros	1.018	990	2,9%	2.005	1.951	2,8%
Total	4.985	5.290	-5,8%	10.212	10.821	-5,6%
CPFL Piratininga						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	936	943	-0,7%	1.987	1.985	0,1%
Industrial	308	460	-33,0%	630	922	-31,7%
Comercial	443	542	-18,2%	950	1.111	-14,5%
Outros	248	267	-7,3%	497	535	-7,2%
Total	1.935	2.211	-12,5%	4.063	4.554	-10,8%
RGE						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	640	649	-1,4%	1.326	1.313	0,9%
Industrial	309	362	-14,7%	597	711	-16,0%
Comercial	309	330	-6,2%	654	690	-5,2%
Outros	712	693	2,7%	1.466	1.417	3,4%
Total	1.969	2.033	-3,2%	4.042	4.131	-2,1%
CPFL Santa Cruz						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	88	88	-0,6%	182	182	0,2%
Industrial	27	38	-28,4%	54	81	-33,4%
Comercial	36	39	-7,9%	77	83	-7,1%
Outros	91	89	1,8%	180	174	3,7%
Total	242	255	-5,0%	493	519	-5,0%
CPFL Jaguari						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	22	22	0,3%	45	45	0,5%
Industrial	52	71	-26,1%	104	142	-26,9%
Comercial	13	13	4,5%	28	26	6,5%
Outros	10	10	0,8%	19	19	-0,9%
Total	97	115	-15,4%	196	233	-15,7%
CPFL Mococa						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	19	19	1,9%	39	38	1,5%
Industrial	8	9	-14,3%	16	17	-7,3%
Comercial	7	7	-5,3%	15	16	-4,8%
Outros	15	15	-1,3%	30	29	2,1%
Total	49	50	-3,1%	99	100	-0,9%
CPFL Leste Paulista						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	25	25	1,2%	51	50	0,9%
Industrial	7	7	10,0%	15	14	7,5%
Comercial	11	11	-0,1%	22	23	-0,9%
Outros	28	28	-0,6%	53	50	6,4%
Total	71	70	1,1%	141	136	3,3%
CPFL Sul Paulista						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	36	36	-0,1%	73	73	0,4%
Industrial	22	24	-9,6%	47	48	-2,3%
Comercial	14	14	-2,7%	30	29	0,5%
Outros	23	23	0,9%	47	46	2,6%
Total	95	98	-2,6%	197	197	0,3%
RGE Sul (*)						
	2T17	2T16	Var.	1S17	1S16	Var.
Residencial	611	-	0,0%	1.411	-	0,0%
Industrial	249	-	0,0%	463	-	0,0%
Comercial	260	-	0,0%	600	-	0,0%
Outros	465	-	0,0%	1.206	-	0,0%
Total	1.585	-	0,0%	3.679	-	0,0%

Nota: (*) Considera as vendas no mercado cativo do 2T17 e do 1S17.

11.12) 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 (2T17)

Dívida líquida - Projetos de Geração

junho-17	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	CERAN	CPFL Renováveis	Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Dívida bruta	287	6.388	36	6.711	199	107	1.371	238	1.915	8.626
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(284)	(644)	(19)	(947)	(390)	(20)	(261)	(47)	(718)	(1.665)
Dívida líquida	3	5.743	18	5.764	(190)	87	1.110	190	1.197	6.961
Participação CPFL (%)	65%	51,60%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51%	53,34%	-	-
Dívida líquida dos projetos	2	2.964	11	2.976	(93)	22	566	102	597	3.573

Reconciliação

CPFL Energia	
Dívida bruta	20.121
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(4.316)
Dívida líquida (IFRS)	15.805
(-) Projetos 100%	(5.764)
(+) Consolidação proporcional	3.573
Dívida líquida (Pro Forma)	13.613

Reconciliação do EBITDA Pro Forma (2T17 - últimos doze meses)

EBITDA - Projetos de Geração

2T17LTM	Subsidiárias controladas majoritariamente (100% consolidadas)				Investidas contabilizadas por equivalência patrimonial					Total
	CERAN	CPFL Renováveis	Lajeado	Subtotal	Enercan	Baesa	Chapecoense	Epasa	Subtotal	
Receita operacional	309	1.791	38	2.138	577	230	820	563	2.190	4.328
Despesa operacional	-	73	-	(717)	(143)	-	107	-	147	(737)
EBITDA	236	1074	13	1.324	434	122	673	223	1.453	2.777
Participação CPFL (%)	65%	51,60%	59,93%	-	48,72%	25,01%	51%	53,34%	-	-
EBITDA proporcional	154	554	8	716	212	31	343	119	705	1.420

Reconciliação

CPFL Energia - 2T17LTM	
Lucro Líquido	762
Amortização	1.429
Resultado financeiro	1.725
IR/CS	432
EBITDA	4.348
(-) Equivalência patrimonial	(342)
(-) EBITDA - Projetos 100%	(1.324)
(+) EBITDA Proporcional	1.420
(+) RGE Sul Julho/16 a Junho/17 ¹	48
EBITDA Pro Forma	4.151

Dívida líquida / EBITDA Pro Forma	3,28x
--	--------------

Notas:

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